

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DE
REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LOS
MECANISMOS DE CAPACIDAD E HIBERNACIÓN Y
SE MODIFICAN DETERMINADOS ASPECTOS DEL
MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

TRABAJO FIN DE GRADO

AUTOR: JORGE JUAN DEL POZO

TUTOR: FERNANDO SOTO MARTOS

Leganés, 22 de Febrero 2014



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	7
2. OBJETIVO DEL TFG.	9
3. EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN LA PENÍNSULA IBÉRICA.....	10
3.1 Introducción al sistema eléctrico.	10
3.2 Generación.	11
3.3 El parque de generación peninsular. Potencia instalada.	12
3.4 Transporte.	15
3.5 Distribución.	15
3.6 El mercado eléctrico español.	17
4. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA Y DE LA POTENCIA INSTALADA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO IBÉRICO ESPAÑOL.....	18
4.1 Introducción a la demanda de electricidad.....	18
4.2 Evolución de la demanda. Periodo 2001-2013.	18
4.3 Potencia instalada. Introducción.....	23
4.4 Evolución de la Potencia instalada. Periodo 2001-2013.	24
5. GARANTÍA DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD A MEDIO Y LARGO PLAZO.....	31
5.1 Situación. Pasado y presente (2013).	31
5.2 Necesidad de un mecanismo para garantizar el suministro.	35
5.3 Garantía de suministro a medio y largo plazo.	38
6. ÍNDICE DE COBERTURA.	40
6.1 Definición y evolución.	40
6.2 Cálculo del Índice de Cobertura.	42
7. PAGOS POR CAPACIDAD.	50
7.1 Definición.	50
7.2 Evolución de los Pago por Capacidad.....	51
8. INCENTIVO A LA INVERSIÓN EN CAPACIDAD.....	56
8.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.....	56
8.2 Orden ITC/3127/2011.	59
9. INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD.	61
9.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.....	61
9.2 Orden ITC/3127/2011	63

10. PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULAN LOS MECANISMOS DE CAPACIDAD E HIBERNACIÓN Y SE MODIFICAN DETERMINADOS ASPECTOS DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	67
10.1 Necesidad de la propuesta de Real Decreto.	67
10.2 Estructura y contenido de la propuesta de Real Decreto.	68
11. PROPUESTA DE REAL DECRETO: MECANISMOS DE CAPACIDAD.	72
11.1 Incentivo a la Inversión.	72
11.2 Servicio de disponibilidad de potencia gestionable.	75
11.3 Financiación y liquidación del mecanismo de capacidad.....	78
12. HIBERNACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS.....	80
12.1 Posibilidad de cerrar temporalmente determinadas centrales térmicas.	80
12.2 Mecanismo de Hibernación de la Propuesta de Real Decreto.....	82
13. DEDICACIÓN Y PRESUPUESTO DEL TFG.	85
14. CONCLUSIONES.	87
BIBLIOGRAFÍA.....	89
ANEXO I. CRITERIOS GENERALES QUE HAN DE REGIR LAS REGLAS DE APLICACIÓN EN LAS SUBASTAS PARA EL INCENTIVO A LA INVERSIÓN A LARGO PLAZO.	91
ANEXO II. POTENCIA BRUTA Y NETA DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN.	93
ANEXO III. METODOLOGÍA APLICADA PARA EL CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN ANUAL TÉRMICA.	96
ANEXO IV. CÁLCULO DEL ÍNDICE DE COBERTURA SEMANAL.	99

Índice de Tablas.

Tabla 1. Balance eléctrico peninsular. Junio 2002. Fuente: CNE Informe Marco 2002.

Tabla 2. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema peninsular español. Fuente REE y CNE Informes Marco 2002-2012.

Tabla 3. Cobertura de la demanda máxima horaria. Fuente: REE Avance informe anual del sistema eléctrico 2013.

Tabla 4. Altas y bajas de potencia instalada por años. Fuente: CNE y REE.

Tabla 5. Potencia anual instalada por tecnología 2012 (MW). Fuente: REE Informe anual del sistema eléctrico 2012.

Tabla 6. Evolución de la potencia instalada hasta el año 2012. Fuente: REE Informe anual del sistema eléctrico 2012.

Tabla 7. Potencia instalada en la Península Ibérica a 31 de diciembre de 2013. Fuente: REE. Avance informe Sistema Eléctrico 2013.

Tabla 8. Previsión de potencia de punta de invierno y verano. Fuente: CNE Informe Marco 2012.

Tabla 9. Factores de disponibilidad obtenidos de la Orden de Peajes del BOE-A-2014/1052.

Tabla 10. Factores de producción obtenidos a partir del Informe anual de operación 2013 de REE. Fuente: REE y de elaboración propia.

Tabla 11. Cálculo de la potencia disponible en la punta de invierno de 2013. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 12. Cálculo de la potencia disponible en la punta de verano de 2013. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 13. Punta de demanda año 2013. Fuente: REE.

Tabla 14. Índices de cobertura obtenidos para el año 2013. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

Tabla 15. Cálculo de la potencia disponible en la punta de invierno de 2015. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 16. Cálculo de la potencia disponible en la punta de verano de 2015. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 17. Previsión de la punta de demanda año 2015. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

Tabla 18. Índices de cobertura obtenidos para el año 2015. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

Tabla 19. Punta de potencia disponible necesaria para alcanzar el índice de cobertura en el año 2015. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 20. Cuantía anual percibida en función del índice de cobertura. Fuente: Elaboración propia.

Tabla 21. Coeficientes de firmeza obtenidos de la Propuesta de Real Decreto. Fuente: PRD y elaboración propia.

Tabla 22. Horas de dedicación al TFG.

Tabla 23. Coste de realización del TFG.

Tabla 24. Factores de utilización recogidos en el Anexo IV de la propuesta de RD. Fuente: Propuesta de RD.

Índice de Gráficas.

Gráfica 1. Evolución de la demanda eléctrica peninsular. Fuente: REE Avance informe anual del sistema eléctrico 2013.

Gráfica 2: Relación entre la punta horaria de demanda y de potencia instalada en el sistema peninsular español. Fuente: CNE. Informe Marco 2012.

Gráfica 3. Potencia anual instalada de Ciclos Combinados de Gas (MW). Fuente: ARIAE.

Gráfica 4. Evolución del precio de la electricidad, uso doméstico e industrial. Fuente: Eurostat, Minetur.

Gráfica 5. Evolución del Índice de cobertura (1990-2010). Fuente: ARIAE y REE.

Gráfica 6. Comparación de la potencia neta instalada prevista (Escenario CNE-Promotores) con la necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno. Fuente: REE, Promotores y CNE.

Índice de Ilustraciones.

Ilustración 1. Esquema del sistema eléctrico. Fuente REE.

Ilustración 2. Mapa de Centrales de Ciclo Combinado en España, año 2012. Fuente: Enagas.

1. Introducción.

El presente Trabajo Final de Grado analiza la propuesta de Real Decreto, que desarrolla los mecanismos de capacidad y la hibernación de determinadas centrales térmicas, publicada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, en julio de 2013. El trabajo se compone de 14 capítulos, descritos a continuación:

-Capítulo 1. Introducción.

Descripción de los capítulos que conforman el presente TFG.

-Capítulo 2. Objetivos del TFG.

En este apartado se detallan los objetivos que se persiguen con el presente TFG.

-Capítulo 3. El Sistema Eléctrico Español en la Península Ibérica.

Define el sistema eléctrico peninsular español y se desarrolla la composición del mismo determinado por los subsistemas que lo conforman: Generación, transporte, distribución y comercialización.

-Capítulo 4. Evolución de la demanda y de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español.

Presenta y analiza la evolución de la demanda de energía eléctrica y la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español desde el año 2001 hasta el año 2013.

-Capítulo 5. Garantía de suministro de electricidad a medio y largo plazo.

Analiza la necesidad de garantizar el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos.

-Capítulo 6. Índice de Cobertura.

Define el índice de cobertura y su evolución en el sistema eléctrico español. Además, se calcula el índice de cobertura del año 2013 y 2015 y cuál debería ser la demanda punta de potencia para alcanzar un determinado índice de cobertura en un escenario de generación considerado.

-Capítulo 7. Pagos por Capacidad

Define y analiza los Pagos por Capacidad, mostrando la evolución que han sufrido desde la liberalización del sector eléctrico español, Ley 54/1997, hasta la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

-Capítulo 8. Incentivo a la inversión en capacidad.

Detalla la normativa y las modificaciones referidas al incentivo a la inversión en capacidad desde su incorporación en el Sistema Eléctrico hasta el año 2013.

-Capítulo 9. Incentivo a la disponibilidad.

Detalla la normativa y las modificaciones referidas al incentivo a la inversión en disponibilidad de potencia desde su incorporación al Sistema Eléctrico hasta el año 2013.

-Capítulo 10. Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.

Presenta la propuesta de Real Decreto, de 18 de julio de 2013.

Analiza las necesidades y el contexto en el que se crea la propuesta, además de incluir un resumen de la misma.

-Capítulo 11. Propuesta de Real Decreto: Mecanismos de capacidad.

Desarrolla los mecanismos de capacidad definidos en la propuesta de Real Decreto, 18 de julio de 2013.

-Capítulo 12. Hibernación de centrales térmicas.

Analiza las razones y circunstancias por las que se ha planteado la posibilidad de cerrar temporalmente determinadas centrales térmicas, proceso denominado Hibernación. También desarrolla el mecanismo de hibernación procedente de la propuesta de Real Decreto, de 18 de julio de 2013.

-Capítulo 13. Dedicación y presupuesto del TFG.

Presenta la dedicación empleada y el presupuesto necesario para la realización del presente TFG.

-Capítulo 14. Conclusiones.

Presenta las conclusiones técnicas y personales del TFG.

Por último, se adjunta la bibliografía empleada en la elaboración del presente TFG y los ANEXOS I, II, III y IV de la propuesta de Real Decreto, de 18 de julio de 2013.

2. Objetivo del TFG.

El objetivo principal de este Trabajo Final de Grado (TFG), es el estudio y el análisis de la propuesta de Real Decreto relativo a los Mecanismos de capacidad e hibernación de centrales térmicas.

En concreto, se analiza cómo se implantaron los Pagos por Capacidad y sus posteriores evoluciones, así como la propuesta de hibernación de determinadas centrales térmicas (Ciclos Combinados de Gas). También se realiza un estudio del Índice de Cobertura y se lleva a cabo un ejercicio donde se calcula el mismo.

Además, el TFG tiene como objetivo secundario el análisis de la evolución de la demanda punta, la potencia instalada y la garantía de suministro del sistema peninsular eléctrico español en los últimos años. Este estudio servirá para describir el contexto en el que se pretende aplicar la propuesta de Real Decreto sobre mecanismos de capacidad e hibernación de centrales térmicas y mostrar cómo se ha llegado a la necesidad de esta propuesta.

3. El Sistema Eléctrico Español en la Península Ibérica.

En este apartado se define el sistema eléctrico español en la Península Ibérica. Se desarrolla la composición del sistema eléctrico determinado por los subsistemas que lo conforman: Generación, transporte, distribución, subestaciones y comercialización.

3.1 Introducción al sistema eléctrico.

Un sistema eléctrico, se define como el conjunto de elementos y aparatos que operan, de forma coordinada, para satisfacer la demanda de energía eléctrica en un territorio determinado. Comprende desde la generación de energía eléctrica hasta que ésta llega al consumidor final.

Debido a la necesidad básica de electricidad, un sistema eléctrico debe tener sistemas de control y protección para evitar la falta de suministro a los consumidores.

La composición de un sistema eléctrico está determinada por los siguientes subsistemas:

- **Generación.** La energía eléctrica se genera en centrales eléctricas. Una central eléctrica es una instalación que genera electricidad a partir de la utilización de una energía primaria, que es utilizada para girar el alternador que produce la energía eléctrica.
- **Transporte.** La energía se transporta a gran distancia de las zonas de producción, a través de la Red de Transporte (Alta Tensión), encargada de enlazar las centrales con las redes de distribución.
- **Distribución.** La red de distribución tiene como fin unir las redes de transporte (AT) y al consumidor final (AT/BT).
- **Subestaciones.** Son instalaciones de acoplamiento y/o transformación de energía eléctrica. Se pueden encontrar a la salida de las centrales de generación (Subestación elevadora), conectando ejes de transporte (Subestación de acoplamiento) o en la periferia de las zonas de consumo (Subestaciones reductoras).
- **Comercialización.** Para poder adquirir energía eléctrica por parte de un consumidor, éste tiene que firmar un contrato con una comercializadora eléctrica. En él, se fijan las características del suministro eléctrico que desea recibir el consumidor. Por ejemplo: Potencia contratada, tipo de tarifa, etc.

En la Figura 1, se plantea un esquema simplificado del funcionamiento del sistema eléctrico.

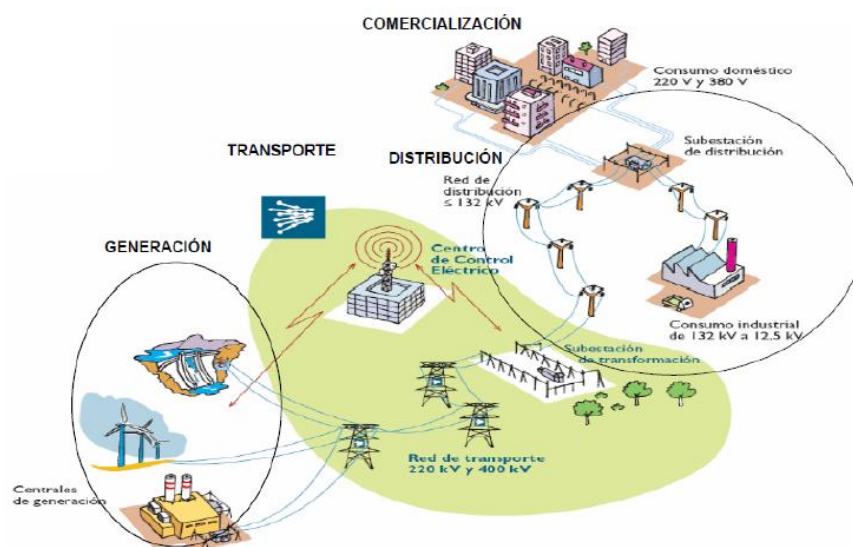


Ilustración 1. Esquema del sistema eléctrico. Fuente: REE.

3.2 Generación.

La generación de energía eléctrica en un país, se lleva a cabo en las centrales eléctricas, repartidas por todo su territorio. La demanda se cubre junto con los intercambios internacionales.

La generación es una actividad liberalizada en el Sistema Eléctrico desde el año 2008 con la aprobación de la Ley 54/2007.

Estas centrales están situadas en enclaves que requieren de unas características específicas, tales como minimizar su impacto ambiental, aprovechar los recursos naturales de forma óptima y estar alejadas de los principales núcleos de población.

Existen centrales de generación convencionales, anteriormente denominadas de Régimen Ordinario (RO), como las térmicas de carbón, de fuel, de gas natural, nucleares e hidráulicas. Junto a ellas, en el sistema se han integrado energías renovables (eólica, solar, etc.), de cogeneración y de residuos, que en el pasado formaban el denominado Régimen Especial (RE).

En España, las centrales generadoras de electricidad tradicionales pertenecen principalmente a las grandes compañías eléctricas (Iberdrola, Gas Natural Fenosa, Endesa, Hidroeléctrica del Cantábrico, EDP, GDF Suez, etc.).

La electricidad generada por las centrales eléctricas es introducida en la red de transporte de alta tensión, que en el caso de España pertenece a la compañía Red Eléctrica de España, de propiedad, mayoritariamente, privada, pero con una pequeña participación del estado.

Finalmente, las compañías eléctricas de distribución (REE no se encarga de la distribución, solo del transporte) son las encargadas de distribuir la energía eléctrica producida hasta los consumidores finales.

La energía eléctrica debe ser consumida de forma instantánea, debido a que no se pueden almacenar grandes cantidades de energía. Esto representa un gran problema, por lo que se debe predecir y estimar casi a la perfección la energía que se va a consumir en el país a cada instante. Esta predicción se realiza día a día mediante perfiles estadísticos, que darán una curva estimada, a la que se ajustará la producción en las centrales eléctricas del país.

3.3 El parque de generación peninsular. Potencia instalada.

Se denomina "parque de generación", al conjunto de instalaciones de producción de electricidad de diferentes tecnologías empleadas para suministrar la demanda eléctrica a cada instante.

Con la entrada en el parque de generación de las energías renovables, la tarea de satisfacer la demanda eléctrica se vuelve más compleja, dado que su producción, en la mayoría de casos, no es gestionable y es muy complicada de predecir con exactitud.

En España, el parque de generación está compuesto por numerosas centrales que generan electricidad de diferentes formas, variando su tecnología y sobre todo el origen de la energía que utilizan.

Se clasifican dichas centrales en:

- Centrales Hidráulicas (De embalse, de bombeo).
- Centrales Térmicas (Nucleares, de ciclo combinado, diesel, fuel-oil, carbón, gas natural).
- Renovables (Eólica, térmicas de concentración, fotovoltaicas, mini hidráulicas, etc.).
- Cogeneración.
- Residuos.
- Otros.

Potencia instalada en España.

Potencia instalada en la península a 31 de diciembre de 2013:

→Centrales de Régimen Ordinario:

Centrales Hidroeléctricas:

La generación hidroeléctrica en España es de vital importancia, representando un 17,36% del total de la potencia instalada, con 17.765 MW.

Centrales Térmicas:

✓ Nucleares:

El parque cuenta con 5 centrales en funcionamiento actualmente: Almaraz I y II, Ascó I y II, Cofrentes, Trillo I y Vandellós II. La central de Santa María de Garoña estuvo indisponible la mayor parte del año, sus propietarios están barajando la posibilidad de mantenerla en activo o no. Las instalaciones nucleares en España disponen de una potencia instalada de 7.866MW, lo que supone un 7,69% del total.

✓ Ciclo Combinado:

En España, la potencia eléctrica instalada en centrales de ciclo combinado es la mayor de todas, con un total de 25.353MW, que supone el 24,78% de la potencia total instalada en la península.

La vida útil de las centrales de ciclo combinado está entre los 20 y 30 años, aproximadamente, funcionando a plena carga. Debido a la disminución de la demanda eléctrica estos últimos años y al crecimiento de las energías renovables, entre otros factores, no se explota el 100 % de la potencia instalada. Por lo tanto, la vida útil de estas centrales se verá alargada.

✓ Centrales de Fuel/Gas:

Dentro del régimen ordinario peninsular, este tipo de centrales se han extinguido, aportan un 0,51%, aproximadamente, del total del mix energético con 520 MW.

✓ Centrales de Carbón:

La potencia total instalada en las centrales de carbón es de 7.866 MW, lo que representa un 7,96% de la potencia total instalada.

La situación geográfica de las centrales, a cota elevada sobre el nivel del mar y lejanas de la costa, hace que estos emplazamientos sean rentables con el uso del carbón nacional procedente de sus cuencas carboníferas.

No todo el carbón que se consume es autóctono, se emplea también carbón importado.

En las centrales eléctricas se quema una mezcla de ambos, la proporción varía entre el 40% y el 60% (carbón importado) dependiendo de la central. Dato obtenido de CARBUNION (Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón)

En España, la producción de carbón supera los 6 millones de toneladas, lo que asegura que las centrales de carbón puedan continuar con su funcionamiento, pero la entrada en vigor de la Directiva 2010/75 de Emisiones Industriales el 1 de enero de 2016, podría provocar una menor disponibilidad de las centrales del parque actual de carbón.

Esta directiva regulará la emisión de contaminantes propios de las centrales de combustión (SO₂, NO_x, partículas, CO y Hg), y obligará a los titulares de las centrales más contaminantes (carbón en el sistema español) a acometer importantes inversiones; o bien limitar sus horas de funcionamiento o proceder al cierre de la instalación.

La potencia total instalada de Régimen Ordinario a 31 de diciembre de 2013 es de 62.635 MW.

→ Centrales de Régimen Especial:

Parque Hidroeléctrico:

La potencia instalada en régimen especial es de 2.057 MW, Lo que supone un 2,01% del total instalado en la península.

Parque Eólico:

En España, ha aumentado la importancia de la energía eólica en esta última década, siendo la tecnología de mayor peso dentro de las renovables, representando casi el 70% del total de generación renovable de régimen especial. La eólica es una de las energías con mayor potencia instalada y de las más utilizadas para dar cobertura a la demanda eléctrica anual.

La potencia instalada de energía eólica es de 22.057 MW. Esta potencia representa el 21,56% de la capacidad total peninsular.

Parque Fotovoltaico:

El parque fotovoltaico tiene una potencia instalada de 4.438 MW, lo que representa un 4,34% de la potencia instalada total. Con respecto al año 2012 ha aumentado un 3,3%.

Parque Termoeléctrico:

La generación termoeléctrica en la península aporta 3.279 MW instalados. Aporta el 3,19% del total de potencia instalada en la península ibérica.

Térmica No Renovable:

El parque térmico renovable cuenta con 7.127 MW, lo que supone un descenso del 1,6% respecto al año 2012 y de un 9,96% de la potencia total instalada.

La potencia total instalada de Régimen Especial a 31 de diciembre de 2013 es de 39.646 MW.

La potencia total instalada en la Península Ibérica a 31 de diciembre de 2013 (Suma del Régimen Ordinario y Especial) es de 102.281 MW.

3.4 Transporte.

La energía eléctrica es conducida desde los centros de generación hasta la cercanía de los centros de consumo, donde se conectará con la red de distribución.

Esta red de transporte está diseñada para Altas Tensiones, iguales o superiores a 220 KV y hasta 400 KV, en el caso de España. Puede llegar a ser mayor en otros países.

La razón de transmitir energía eléctrica a tan alta tensión es que a mayor tensión, menor intensidad, lo que reduce las pérdidas en el transporte.

Al no resultar eficiente desarrollar redes de transporte en competencia, en España, la actividad de transporte está controlada por un operador único que da servicio a los distribuidores, de manera que el sistema obtenga el menor coste posible. Este Operador del Sistema es la empresa Red Eléctrica de España.

Las líneas conductoras, que permiten que la energía eléctrica se transporte desde los centros de generación a los consumidores, tienen que superar los distintos obstáculos que se encuentran en el camino.

Para ello, las líneas tienen dos posibles configuraciones:

- Líneas Aéreas: Constan de apoyos, crucetas, aisladores, el cable conductor, etc.
- Líneas Subterráneas: Son, a grandes rasgos, un conductor recubierto de distintas capas que lo aíslan del exterior.

3.5 Distribución.

Una vez transportada la energía eléctrica desde los centros de generación a las cercanías de los centros de consumo, a través de la red transporte, interviene la red de distribución, que es la encargada de hacer llegar a los consumidores tanto residenciales como industriales la potencia contratada.

Generalmente, dentro de la red de distribución es posible distinguir tres escalones de tensión. Éstos se identifican con tres subredes: Subred de baja tensión ($U < 1$ KV), subred de media tensión ($1 \text{ KV} < U < 36 \text{ KV}$) y subred de reparto ($36 \text{ KV} < U < 220 \text{ KV}$).

Normalmente, el cliente final se conecta a la red de baja tensión, aunque se dan excepciones. Generalmente, grandes consumidores se conectan directamente a la red de media tensión o incluso a la red de reparto, siendo el caso de fábricas, siderúrgicas, etc.

La actividad de la distribución la gestionan distintas empresas privadas a las que se les denominan Operadores del Mercado. Dichas empresas tienen una serie de obligaciones:

- Operar la red de distribución: Asegurar que la energía eléctrica llegue a los clientes a través de las redes de distribución, con la adecuada calidad y garantía de suministro.
- Realizar el suministro de energía a los consumidores conectados a sus redes, procurando un uso racional de la energía y asegurando el nivel de calidad del servicio determinado.
- El mantenimiento de las instalaciones: Manteniendo su capacidad operativa.
- Medir el balance eléctrico: El consumo para cada cliente por medio de los contadores y la telegestión.
- Planificar y construir nuevas instalaciones: Para atender nueva demanda y conectar generación.
- Atender todas las exigencias de información del regulador y de las instituciones responsables.

El objetivo de las compañías distribuidoras es dar suministro a todo aquel que lo demande cobrando el precio regulado.

La conexión entre la red de distribución y la instalación del consumidor se realiza a través de la acometida que puede realizarse tanto por líneas aéreas o por líneas subterránea.

Subestaciones.

Son centros fundamentales en el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Su objetivo principal es transformar la tensión de la energía eléctrica y acoplar distintas redes.

Hay subestaciones en los diferentes pasos del proceso: Subestaciones de generación, subestaciones de transporte o acoplamiento, y subestaciones de distribución.

Físicamente pueden estar tanto al aire libre, como en recintos cerrados, e incluso subterráneas.

Las subestaciones se componen de interruptores, seccionadores, transformadores para elevar o disminuir la tensión, transformadores de medida tanto de tensión como de intensidad, barras de conexión o buses, etc.

Según sus funciones, éstas se pueden dividir en:

- Subestaciones reductoras: En las que la tensión de salida es menor que la de entrada. La tensión disminuye. Se encuentran en las redes de transporte o transmisión, y distribución.
- Subestaciones elevadoras: En las que la tensión de salida es mayor que la de entrada. La tensión aumenta. Se encuentran a la salida de los Centros de Generación.
- Subestaciones de acoplamiento: En las que se unen distintas redes. Se encuentran en las redes de transporte y distribución.

3.6 El mercado eléctrico español.

El sistema eléctrico español está gestionado por dos operadores:

- El Operador del Sistema. Gestor técnico del sistema.
- El Operador del Mercado. Gestor económico del sistema.

Como Operador del Sistema se encuentra REE (Red Eléctrica de España), una empresa privada con una pequeña participación estatal, que vela por la gestión técnica de la Red y se encarga del transporte de la energía producida a las cercanías de los núcleos de consumo.

Una de sus funciones consiste en verificar que el programa de generación elaborado por el Operador del Mercado es técnicamente viable, además de realizar las correcciones oportunas para cumplir con las restricciones del sistema.

El otro gestor, el Operador del Mercado, está formado por los distintos agentes que son empresas habilitadas para actuar en el mercado de producción como vendedores y/o compradores de electricidad.

Pueden actuar como agentes del mercado los productores, comercializadores de último recurso y comercializadores de electricidad. Así como los consumidores directos de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países externos al Mercado Ibérico, que estén habilitados como comercializadores.

Los consumidores directos pueden acudir al mercado como agentes del mercado o celebrar contratos bilaterales.

En España, el Operador del Mercado está constituido, mayoritariamente, por las tradicionales compañías eléctricas: Endesa (Enel), Iberdrola, Gas Natural Fenosa, etc.

4. Evolución de la demanda y de la potencia instalada en el sistema eléctrico ibérico español.

A continuación, se define la demanda de energía eléctrica y la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español. Además, se analiza la evolución de ambas, demanda y potencia instalada, desde el año 2001 hasta el año 2013.

4.1 Introducción a la demanda de electricidad.

La demanda de energía eléctrica se define como la necesidad energética de los consumidores. Debe ser cubierta por el sistema.

En el sistema eléctrico peninsular español, la demanda se puede clasificar en 5 grandes grupos, en función de los sectores de consumo:

1. Industrial: Incluye a consumidores industriales, en general, con tarifa de alta tensión.
2. PYME's. Pequeña industria conectada en media y baja tensión.
3. Doméstico. Consumidores del sector residencial conectados a baja tensión.
4. Servicios. Consumidores del sector servicios con suministros, consumo eléctrico para el alumbrado público y consumidores con tarifa en media y alta tensión.
5. Otros. Se incluyen los consumos de distribuidores de energía eléctrica que no se acogen al Real Decreto 1538/1987, los consumos de los medios de transporte (tracción eléctrica) y consumos para riegos agrícolas y forestales en baja y alta tensión.

4.2 Evolución de la demanda. Periodo 2001-2013.

En este apartado se analiza la evolución de la demanda desde el año 2001 hasta el año 2013.

Se ha escogido este periodo de tiempo para demostrar el aumento que se produjo en la demanda, desde principios de la década y su disminución desde 2008 a causa de la crisis económica. Este factor fue relevante para aplicar los Pagos por Capacidad y sus posteriores modificaciones.

Al inicio del análisis se contextualiza la demanda del año 2001 producida en el sistema eléctrico español peninsular. Y a medida que avanza el análisis se aportan datos relevantes hasta llegar al año 2013.

Demanda 2001-2013

El 17 de diciembre de 2001, el consumo eléctrico previsto durante el período de punta fue de 36.300 MW y la demanda de potencia máxima que se pudo atender fue de 34.930 MW.

Esta demanda se cubrió con 29.417 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario, con 4.733 MW del régimen especial y 780 MW provenientes del saldo importador de las conexiones internacionales.

Debido a las indisponibilidades existentes en el equipo generador y las necesidades de reserva y de control de tensión previstas, el Operador del Sistema (REE), se vio obligado a adoptar medidas especiales para atenuar dicho consumo. En particular, se aplicó interrumpibilidad a los proveedores de dicho servicio, a lo que se añadió un deslastre de carga de 500 MW en un conjunto de zonas, que resultaron en cortes de suministro parciales en las zonas centro y levante de la península.

En la Tabla 1, se muestra el balance eléctrico peninsular español en junio de 2001.

Balance eléctrico peninsular	Potencia	Junio		Acumulado anual		Últimos doce meses	
	MW	GWh	Δ%	GWh	Δ%	GWh	Δ%
Hidráulica	16.524	2.406	6,1	28.045	107,4	42.366	63,5
Nuclear	7.804	5.340	-2,4	31.459	0,1	62.228	-1,4
Carbón	11.542	6.169	-0,8	26.619	-29,3	65.316	-12,3
Fuel-Gas*	7.430	1.222	68,5	3.237	-29,6	8.888	3,9
Producción bruta	43.300	15.137	3,1	89.360	2,4	178.798	3,9
Consumos generación		-655	0,8	-3.242	-15,3	-7.241	-4,5
Consumos bombeo		-263	-20,2	-1.913	-23,2	-4.331	-3,7
Producción neta		14.218	3,8	84.205	4,1	167.226	4,5
Régimen especial	9.687	2.502	13,0	15.891	18,2	29.056	13,0
Intercambios internacionales		492	183,1	1.417	-41,2	3.447	-33,0
Importaciones		750	15,7	3.661	-19,4	7.860	-11,3
Exportaciones		-258	-45,6	-2.244	5,3	-4.413	18,6
Demanda b.c.		17.213	7,0	101.513	4,9	199.729	4,7

Tabla 1. Balance eléctrico peninsular, Junio de 2001. Fuente CNE Informe Marco 2001.

En junio de 2002, la demanda de energía eléctrica en la Península Ibérica fue de 17.191 GWh, un 0,6% superior con respecto al año 2001.

La demanda máxima de energía diaria ascendió a 652 GWh, un 4,1% superior a la del mismo mes del año anterior. La demanda máxima de potencia en dicho mes alcanzó la cifra de 32.141 MW.

Durante el año 2003, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica fue del 6,2%, situándose por encima de la previsión del Informe Marco 2003 de la CNE.

Desde junio de 2003 hasta el mismo mes de 2004, la demanda bruta peninsular alcanzó los 228.752 GWh lo que supuso un crecimiento del 5,7%, respecto al mismo período anterior.

La demanda máxima de potencia horaria histórica se situó en 37.724 MW el día 2 de marzo de 2004, entre las 20 y 21 horas, superando así el máximo de febrero de 2003, incrementándose un 1,4%, contribuyendo a la tendencia de que las puntas de demanda experimenten su máximo en los primeros meses del año.

Sin embargo, el 9 de diciembre de 2004, se registró un nuevo máximo de potencia alcanzando los 38.210 MW. Este máximo se fue superando en los días sucesivos.

Durante el año 2005, la demanda de energía eléctrica creció respecto al año anterior un 4,3%.

La demanda máxima de potencia horaria histórica se situó en 43.378 MW el día 27 de enero de 2005, entre las 19 y las 20 horas. Esto supuso un incremento medio del 6% desde 2001 y continúa la tendencia de que las puntas de demanda experimenten su máximo en los primeros meses del año.

En lo referente al año 2006, la demanda de energía eléctrica peninsular creció con respecto al año anterior un 2,8%, situándose por debajo de las previsiones de crecimiento de la CNE.

En 2006, la demanda máxima horaria se situó en 42.153 MW, el día 30 de enero, alrededor de las 20 horas.

En 2007, la demanda máxima horaria se situó en 44.876 MW, el día 17 de diciembre.

Este valor es ligeramente inferior a la demanda máxima de potencia horaria histórica, de 43.378 MW, el día 27 de enero de 2005, y continúa con la tendencia de que las puntas de demanda experimenten su máximo en los primeros meses del año.

Como se ha demostrado en este análisis, la demanda de energía eléctrica peninsular registró crecimientos anuales en el entorno del 4-7% desde el año 2002. Sin embargo, desde el año 2006 este crecimiento se fue moderando progresivamente.

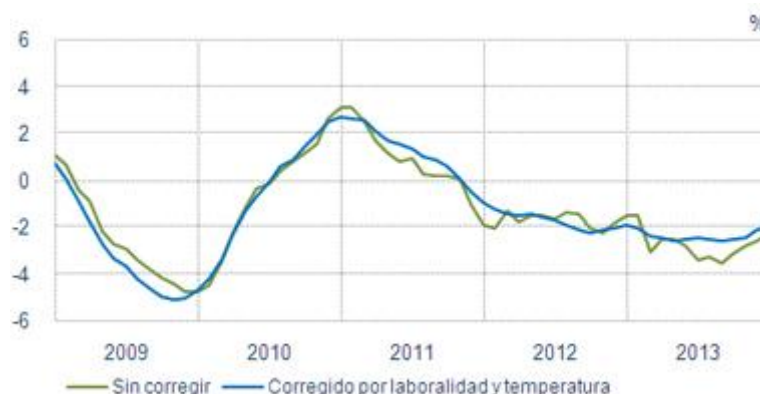
En el año 2008, el crecimiento de la demanda de energía eléctrica respecto al año anterior fue del 1%, y en el año 2009, descendió un 4,7% según datos de Red Eléctrica de España.

La demanda máxima horaria en 2009 se situó en 44.440 MW, el día 13 de enero, entre las 19 y las 20 horas. Este valor es inferior al máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW).

Esta reducción en el consumo eléctrico ha sido motivada por el empeoramiento de la situación económica a lo largo del año. En paralelo con los datos anteriores, el producto Interior Bruto (PIB) de España se redujo un 3,6% en el 2009 frente al ligero crecimiento del 0,9% del año anterior.

Tras una moderada recuperación del 2,9% en 2010, la demanda eléctrica vuelve a reducirse en 2011 un 2,1%, situándose en los 254.400 GWh.

Esta reducción en el consumo eléctrico fue el resultado de una menor actividad económica a lo largo del año y un registro de temperaturas más suaves que en 2010.



Gráfica 1. Evolución de la demanda eléctrica peninsular. Fuente: REE Avance del informe anual 2013.

Como se muestra en la gráfica 1, la demanda de energía eléctrica peninsular disminuyó, desde el año 2008 con el inicio la crisis económica y financiera, hasta el año 2009 y tras una moderada recuperación en 2010, la demanda, volvió a reducirse en los años 2011, 2012 y 2013.

La demanda máxima horaria en 2011 se situó en 44.107 MW el día 24 de enero, entre las 19 y las 20 horas. Este valor es inferior al máximo histórico registrado el día 17 de diciembre de 2007 (44.876 MW), aunque ha resultado superior al valor que preveía para el invierno 2011-2012 el Informe Marco 2011 de la CNE (44.083 MW).

El consumo descendió un 2,1% en 2013. La energía eólica es, por primera vez, la tecnología que más contribuye a la cobertura de la demanda, con un 21,1%. Las energías renovables cubrieron el 42,4% de la demanda.

La demanda peninsular de energía eléctrica en 2013, descendió un 2,1%, lo que supone su tercera caída anual consecutiva, según el avance de los datos de Red Eléctrica de España. La demanda bruta de energía eléctrica en el año 2013 fue de 246.166 GWh, un 2,3% inferior a la de 2012.

Además, el 27 de febrero de 2013 se registró el valor máximo de demanda media horaria, con 39.963MWh.

Año	Energía Anual (GWh)	Variación Anual (%)
2002	211.563	2,8
2003	225.843	6,7
2004	236.280	4,6
2005	247.295	4,7
2006	254.902	3,1
2007	262.406	2,9
2008	265.174	1,1
2009	252.627	-4,7
2010	259.979	2,9
2011	254.400	-2,1
2012	251.827	-1,9
2013	246.166	-2,3

Tabla 2. Evolución de la demanda de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular español. Fuente: REE y CNE Informes Marco 2002-2012.

La tabla 2, presenta la evolución de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico peninsular español. En ella, se puede apreciar la creciente evolución de la demanda eléctrica hasta la entrada, en el año 2008, de la crisis económica y financiera.

Como conclusión, en el año 2002 la demanda aumentó un 2,8%, respecto al año anterior, y la tendencia siguió al alza hasta el año 2006 en el que la demanda aumentó, pero a un ritmo menor (3,1%).

A medida que se acercaba el año 2009, el crecimiento de la demanda se fue reduciendo hasta que en el año 2008 se situó en el valor más bajo de la década, el 1,1%.

Como consecuencia de la crisis financiera y económica en el año 2009, disminuyó la demanda de energía eléctrica un 4,7%. Pese a un aumento del 2,9% en el año 2010, ésta volvió a disminuir en el año 2011 (-2,1%) y continuó con esta tendencia, disminuciones del 2%, hasta el año 2013.

La tabla 3, muestra la cobertura de la demanda máxima horaria entre 2008 y 2012.

COBERTURA DE LA DEMANDA MÁXIMA HORARIA (MWh)					
	2008 15 diciembre 19-20h	2009 13 enero 19-20h	2010 11 enero 19-20h	2011 24 enero 19-20h	2012 13 febrero 20-21h
Hidráulica	4.683	4.306	6.946	8.469	3.435
Bombeo	1.257	1.641	1.566	1.264	1.537
Hidráulica	5.940	5.947	8.512	9.733	4.972
Nuclear	6.367	7.344	5.410	6.486	7.463
Carbón	7.121	7.633	5.021	2.878	7.789
Fuel / gas	350	264	389	0	0
Ciclo combinado	12.052	17.038	16.284	11.586	10.331
Térmica	25.891	32.279	27.104	20.951	25.583
Total producción programa	31.831	38.226	35.616	30.683	30.555
Total régimen ordinario	31.831	38.226	35.616	30.683	30.555
Total régimen especial	12.812	7.809	10.010	14.091	15.165
Andorra	-82	-59	-23	-59	-30
Francia	-400	-400	-500	-300	-1.000
Portugal	-500	-435	-381	442	-930
Marruecos	-700	-700	-600	-750	-750
Saldo físico interconexiones internacionales (1)	-1.682	-1.594	-1.504	-667	-2.710
Demanda (b.c.)	42.961	44.440	44.122	44.107	43.010

(1) Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Tabla 3. Cobertura de la demanda máxima horaria. Fuente: REE Avance informe anual del sistema eléctrico 2013.

4.3 Potencia instalada. Introducción.

Se define la potencia instalada como la potencia máxima capaz de suministrar una instalación de generación de electricidad.

En el caso de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español, se define como la suma de la potencia que pueden suministrar las distintas centrales que integran el sistema.

En este apartado, se analiza la evolución de la potencia instalada desde el año 2001 hasta el año 2013.

Se ha escogido este periodo de tiempo para mostrar el aumento que se produjo en la potencia instalada a causa del aumento de la demanda desde principios de la década y su disminución a causa de la crisis económica. Estos factores fueron decisivos para aplicar los Pagos por Capacidad y sus posteriores modificaciones.

Al inicio del análisis, se contextualiza la potencia instalada en el año 2001 en la Península Ibérica y a medida que avanza el análisis, se aportan los cierres de instalaciones, destacadas, y las puestas en servicio de nuevas instalaciones hasta llegar al año 2013.

A continuación, la tabla 4 presenta la evolución de altas y bajas de potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular desde el año 2003 hasta el año 2011 (último Informe Marco publicado por la CNE en 2012).

Año	Alta total de potencia instalada (MW)	Baja total de potencia instalada (MW)	Potencia en proceso de baja e indisponibilidades de larga duración (MW)
2003	1.676	1.033	0
2005	3.907	141	900
2006	3.132	160	1.000
2007	5.458	1.904	637
2008	744	377	0
2009	1.390	1.394	0
2010	2.274	163	0
2011	55	490	0
Total	18.636	5.662	2.537

Tabla 4. Altas y bajas de potencia instalada por años. Fuente: CNE y REE.

En la tabla 4, se aprecia que, pese a la entrada de la crisis económica y financiera en el año 2008, se siguió dando de alta potencia en el sistema eléctrico peninsular español.

Destaca la disminución de altas de potencia instalada en 2008 y 2011 y el aumento de altas en el año 2010.

4.4 Evolución de la Potencia instalada. Periodo 2001-2013.

En este apartado, se desarrolla la evolución de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español desde el año 2001 hasta el año 2013.

El parque generador peninsular, a finales de junio de 2002, estaba constituido por 55.322 MW, de los que 44.181 MW correspondían a la producción en régimen ordinario y 11.141 MW a la producción de régimen especial.

Se produjeron incrementos de potencia instalada en la producción de régimen ordinario, derivados de ampliaciones de potencia realizadas en los grupos térmicos.

En lo que se refiere a potencia instalada en régimen especial, se incrementaron las tasas anuales de aproximadamente el 20%, destacando en los últimos años los incrementos relativos en energía eólica, fotovoltaica y en la producción obtenida a partir de biomasa secundaria y gas residual.

En el año 2002, la demanda eléctrica peninsular se encontraba cubierta por la producción, tanto en régimen ordinario como especial, y por los intercambios internacionales.

Hasta este año, la capacidad del equipo generador peninsular permitió la cobertura de las demandas máximas de potencia, aunque continuaba el proceso de acercamiento entre la punta máxima obtenida en el año y la potencia instalada.

Si se considera la totalidad de la potencia instalada peninsular, la relación entre la punta máxima obtenida en el año y la potencia instalada se modificó debido al crecimiento llevado a cabo por la producción en régimen especial.

No obstante, como toda la potencia instalada no se encontraba operativa, pudieron producirse episodios en los que no se pudo atender la totalidad de la demanda.

Un ejemplo de ello ocurrió el 17 de diciembre de 2001, donde el consumo eléctrico previsto durante el período de punta fue superior a la demanda de potencia máxima que se pudo atender.

Se cubrió con 29.417 MW de potencia neta perteneciente al equipo generador del régimen ordinario, con 4.733 MW del régimen especial y 780 MW provenientes del saldo importador de las conexiones internacionales.

Debido a las indisponibilidades existentes en el equipo generador y las necesidades de reserva y de control de tensión previstas, el Operador del Sistema (REE), se vio obligado a adoptar medidas especiales para atenuar dicho consumo, concretándose en la ejecución de deslastres en determinadas zonas de la península, concretamente en el centro y levante.

El proceso de acercamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada en régimen ordinario, se ralentizó en el año 2004 debido al incremento de la potencia instalada de ciclos combinados y régimen especial.

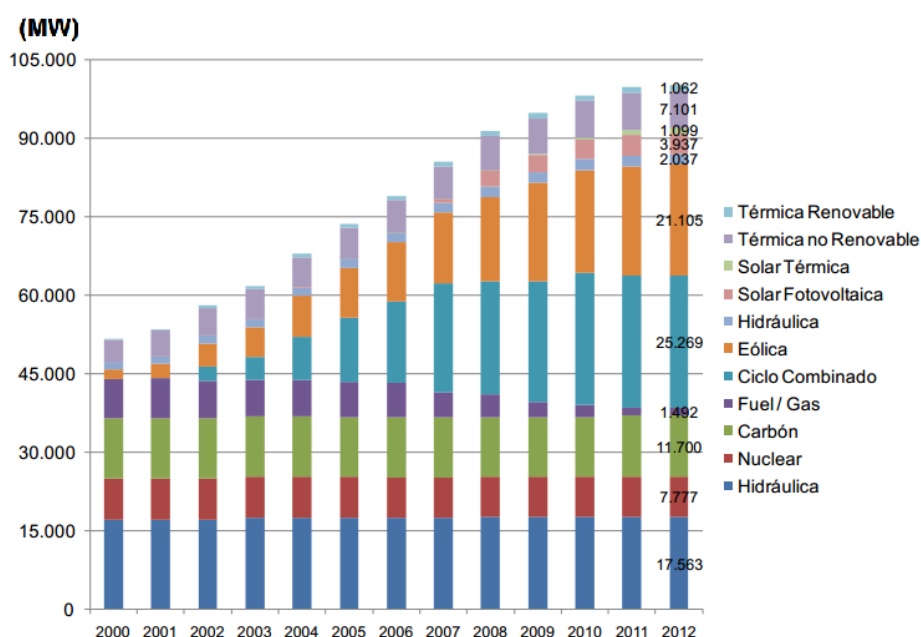


Tabla 5. Potencia anual instalada por tecnología 2012 (MW). Fuente: REE Informe anual del sistema eléctrico 2012.

A lo largo de los años 2005, 2006 y 2007, se produjeron incrementos en la potencia instalada de régimen ordinario producidos, principalmente, por la instalación de grupos de ciclo combinado.

Se debe destacar, también en el régimen ordinario, las bajas que se produjeron:

Del grupo Compostilla I (carbón autóctono) en el año 2005, de la central nuclear de José Cabrera (160MW) en el año 2006 y la central de carbón de Soto I en 2007.

En cuanto a la potencia instalada en régimen especial, tanto en el año 2005 como 2006, aumentó respecto a los años anteriores un 9% y un 10%, destacando el crecimiento de la energía eólica y solar fotovoltaica, con incrementos también en energías procedentes del tratamiento de residuos y de la biomasa.

Por otra parte, la potencia instalada en régimen especial experimentó en la península un incremento en el año 2007 superior al 12%.

En 2008, solo se puso en marcha una central de ciclo combinado de 400MW, Soto de la Ribera 4, además de pequeños incrementos de potencia en otros 15 grupos ya en funcionamiento. Respecto a las bajas, cabe destacar la de Sant Adrià II, central de fuel con una potencia instalada de 350MW.

A lo largo del año 2009, se produjeron incrementos en la potencia instalada de régimen ordinario derivados de la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados (1.390 MW), compensando las bajas que se produjeron en las centrales de fuel (1.394MW) ese mismo año.

En el año 2010, se produjo un incremento de 2.111MW de potencia instalada de régimen ordinario derivado, principalmente, de la puesta en marcha de nuevos ciclos combinados.

A lo largo del año 2011, se produjo una reducción de 435MW de potencia instalada de régimen ordinario, derivada de la baja de centrales de fuel-gas.

La potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español se situó, al finalizar el año 2012, en 101.828 MW, un 2,4 % más que en diciembre de 2011.

Por un lado, se instalaron 3.080 MW nuevos de energías renovables, cifra que incluye el alta de un nuevo grupo hidroeléctrico de 192 MW y por otro lado, se dieron de baja dos instalaciones de carbón y una de fuel-gas con una potencia conjunta de 686 MW.

EVOLUCIÓN ANUAL DE LA POTENCIA INSTALADA (MW)					
	Potencia instalada a 31 de diciembre				
	2008	2009	2010	2011	2012
Hidráulica convencional y mixta	14.808	14.808	14.817	14.820	15.015
Bombeo puro	2.747	2.747	2.747	2.747	2.747
Hidráulica	17.554	17.554	17.564	17.567	17.761
Nuclear	7.716	7.716	7.777	7.853	7.853
Carbón (1)	11.359	11.359	11.380	11.620	11.248
Fuel / gas	4.401	3.008	2.282	833	520
Ciclo combinado	21.726	23.116	25.285	25.319	25.340
Total régimen ordinario	62.757	62.752	64.288	63.192	62.722
Hidráulica	1.981	2.024	2.038	2.043	2.042
Eólica	15.977	18.722	19.569	21.011	22.573
Solar fotovoltaica	3.207	3.248	3.656	4.061	4.298
Solar termoeléctrica	61	232	532	999	2.000
Térmica renovable	595	723	761	867	953
Térmica no renovable	6.797	7.019	7.183	7.265	7.240
Total régimen especial (2)	28.617	31.969	33.739	36.246	39.106
Total	91.374	94.721	98.026	99.438	101.828

(1) A partir del 1 de enero 2011 se incluye GICC (Elcogás) en carbón nacional ya que según el R.D. 134/2010 esta central está obligada a participar, como unidad vendedora que utiliza carbón autóctono como combustible, en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
(2) Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Tabla 6. Evolución de la potencia instalada hasta el año 2012. Fuente: REE Informe anual del Sistema Eléctrico 2012.

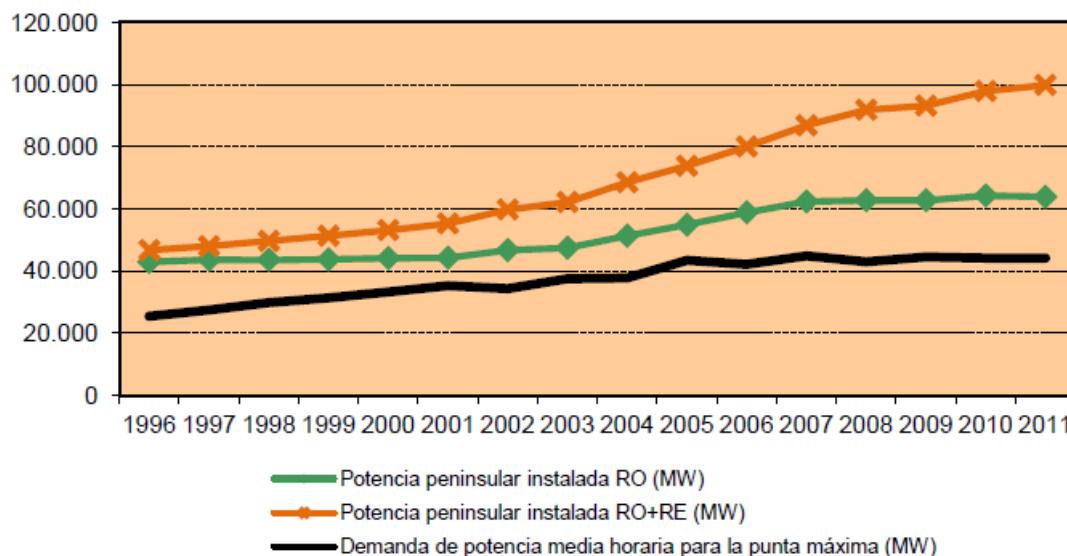
La tabla 6, muestra la evolución anual de la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español desde el año 2008 hasta el 2012.

La potencia instalada peninsular finalizó el año 2013 en 102.281 MW (556 MW mayor que la de 2012). El mayor incremento lo registró la tecnología solar termoeléctrica (un 15 % ó 300 MW) y la solar fotovoltaica (un 3,3 % ó 140 MW). El resto de tecnologías no tuvieron variaciones de potencia o fueron poco significativas.

Como conclusión a este apartado, se ha determinado que durante el periodo de análisis la potencia instalada en la península aumentó, aproximadamente, un 85% desde el año 2001 hasta el 2013.

En la gráfica 2, se puede comparar la evolución de la potencia instalada con la punta de demanda.

Se puede observar cómo se acentúa el proceso de alejamiento entre la punta máxima del año y la potencia instalada. Esto es debido al crecimiento de la potencia instalada en régimen especial, en particular, y a la disminución de la demanda.



Gráfica 2: Relación entre la punta horaria de demanda y de potencia instalada en el sistema peninsular español.
Fuente: CNE. Informe Marco 2012.

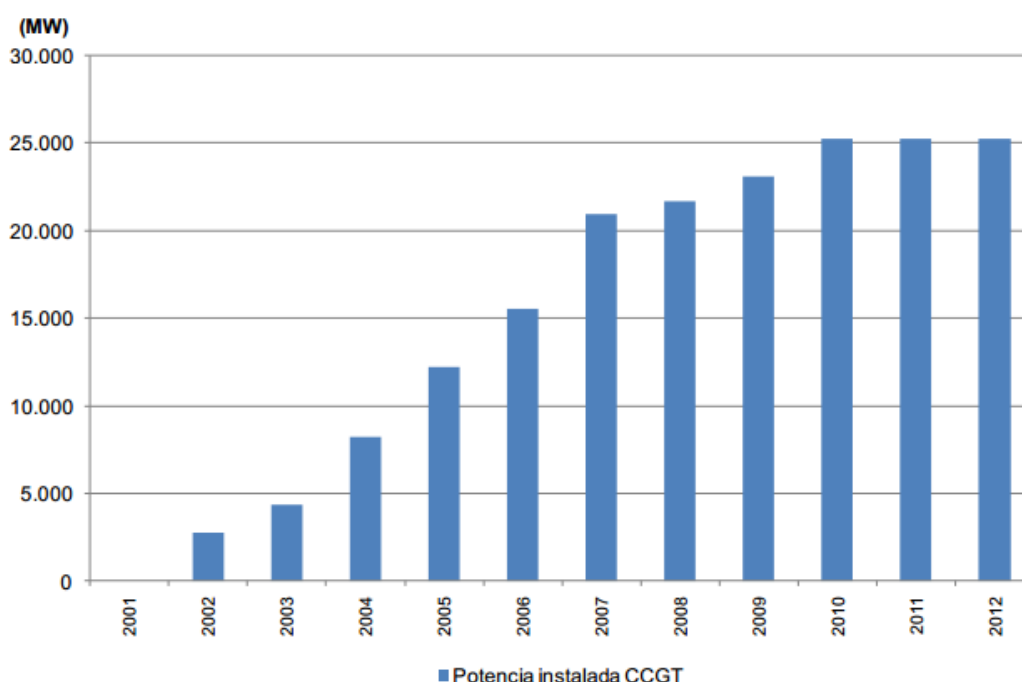
No obstante, como consecuencia de la variabilidad de las instalaciones hidráulicas y de la aleatoriedad de las indisponibilidades del parque térmico, no toda la potencia instalada se encuentra disponible durante los episodios de máximo consumo. Por tanto, con el fin de garantizar la cobertura de la demanda, se hace necesario conocer la potencia disponible en cada escenario.

Es importante destacar la evolución que se produjo referida a la instalación de potencia entre el año 2002 y el 2007, periodo pre-crisis económica y financiera. En el cual, no paró de aumentar la instalación de ciclos combinados, además de tecnologías renovables. Y, pese a la llegada de la crisis económica, se siguió dando de alta instalaciones de generación pero a un ritmo menor que en el periodo pre-crisis.

La decisión de invertir en generación depende, entre otros muchos factores, de la evolución prevista de la demanda eléctrica y, por consiguiente, de la economía.

Construir una central de ciclo combinado tiene una duración aproximada de 4 a 6 años, en condiciones normales, desde que se toma la decisión de invertir hasta que la central empieza a producir energía eléctrica.

En el año 2008, la crisis económica y financiera dio inicio, sin que se previera su duración e intensidad en España, con su consecuente impacto en el consumo de electricidad. En este momento, el sistema tenía instalados más de 20.000 MW de ciclos combinados de gas y se conocía el ritmo de entrada de generación renovable, con prioridad de despacho.



Gráfica 3. Potencia anual instalada de Ciclos Combinados de Gas (MW). Fuente: ARIAE.

En la gráfica 3, se detalla la evolución anual de la instalación de ciclos combinados de gas en el sistema peninsular español. Destaca la rápida incorporación de ciclos combinados en un espacio muy corto de tiempo (8 años) y su estancamiento, en el año 2010, con aproximadamente 25.000 MW instalados.

En esta situación, y a la vista de la evolución de la demanda eléctrica, los promotores de 5.000 MW en ciclos combinados que entraron en operación en los años siguientes al 2008, podían haber optado por ralentizar sus proyectos, opción por la que no se decidieron.

En el año 2013, los promotores solicitaron hibernar grupos de ciclos combinados por el bajo número de horas de utilización de los mismos (900 horas en 2012 y 1000 horas en 2013).

Este hecho es destacable, ya que, como se analizó en el apartado anterior, a partir del año 2008 la demanda de energía eléctrica disminuyó notablemente. Lo que hace que, en el año 2013, en el sistema eléctrico peninsular español, el parque de generación esté sobredimensionado debido a la excesiva construcción de centrales de ciclo combinado, la caída de la demanda y a las puestas en marcha de centrales de régimen especial.

Una consecuencia directa del parque sobredimensionado es la infrautilización de las centrales de ciclo combinado. A finales de 2013, funcionaban al 25% de su capacidad debido al descenso del consumo (según informes de ARIAE). Esto contribuirá a más años de funcionamiento de los ciclos y a una mayor espera para la amortización de las inversiones realizadas.

A continuación, en la tabla 7, se muestra la potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular español a 31 de diciembre de 2013.

Potencia instalada a 31 de diciembre	Sistema peninsular	
	MW	% 13/12
Hidráulica	17.765	0,0
Nuclear	7.866	0,0
Carbón	11.131	0,2
Fuel/gas	520	0,0
Ciclo combinado	25.353	0,0
Régimen ordinario	62.635	0,0
Hidráulica	2.057	0,7
Eólica	22.746	0,8
Solar fotovoltaica	4.438	3,3
Solar termoeléctrica	2.300	15,0
Térmica renovable	979	2,7
Térmica no renovable	7.127	-1,6
Régimen especial	39.646	1,4
Total	102.281	0,5

Tabla 7. Potencia instalada en la Península Ibérica a 31 de diciembre de 2013. Fuente: REE. Avance informe Sistema Eléctrico 2013.

5. Garantía de suministro de electricidad a medio y largo plazo.

En este apartado, se analiza la necesidad de garantizar el suministro, para ello se presenta la evolución que ha sufrido la garantía de suministro desde la liberalización del sector eléctrico español hasta el año 2013. También se describe la necesidad de un mecanismo para garantizar el suministro, y se describe la primera medida regulatoria que se aprobó para garantizar el suministro a medio y a largo plazo.

5.1 Situación. Pasado y presente (2013).

El suministro de energía eléctrica es un servicio de interés económico general, por lo que la actividad económica y humana no puede entenderse hoy en día sin su existencia.

La ordenación de este servicio, en España, distingue actividades realizadas en régimen de monopolio natural y otras en régimen de mercado. La aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, supuso el inicio del proceso de liberalización del sector por medio de la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía y la reducción de la intervención pública en la gestión del sistema.

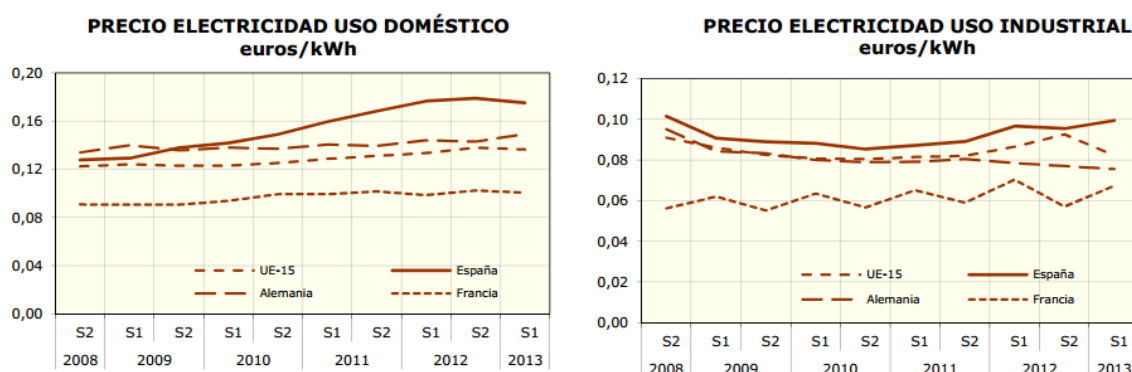
Así, se procedió a la desintegración vertical de las distintas actividades, segregándolas, en régimen de monopolio natural, transporte y distribución, de aquéllas que se desarrollan en régimen de libre competencia, generación y comercialización. La retribución de la producción se basó en la organización de un mercado mayorista, abandonando el principio de reconocimiento de costes.

En el caso de las redes, se estableció el principio de acceso de terceros, y su régimen retributivo continuaría siendo fijado administrativamente, en función de los costes. Con esta Ley apareció, además, la actividad de comercialización de energía eléctrica como una función independiente del resto de operaciones destinadas al suministro. Fue dotada de un marco normativo para permitir la libertad de contratación y elección por parte de los consumidores.

Por último, se encomendó la gestión del sistema a sociedades mercantiles y privadas, responsables, respectivamente, de la gestión económica y técnica del sistema.

Transcurridos dieciséis años desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el nivel de seguridad y calidad del suministro es elevado, dado el nivel de inversiones en redes acometidas en los últimos años y la existencia de un mix de fuentes de energía muy diversificado.

Contrariamente al objetivo inicial, el precio de la energía eléctrica ha aumentado considerablemente en España, convirtiéndose en uno de los países con el precio de la energía eléctrica más elevado de Europa, tanto para el consumidor industrial como para el doméstico.



Gráfica 4. Evolución del precio de la electricidad, uso doméstico e industrial. Fuente: Eurostat, Minetur.

Este aumento en el precio de la electricidad, ha provocado una situación que afecta tanto a las economías familiares como a las empresas. Los consumidores industriales españoles ven en el coste eléctrico un gran problema de competitividad. Este hecho se justifica en la gráfica 4, en la que se compara el precio de la electricidad en España con el de la media europea, y tanto en el uso doméstico como industrial, es superior en España.

Por lo que la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, se reveló insuficiente para garantizar el equilibrio financiero del sistema, entre otras causas, porque el sistema de retribución de las actividades reguladas carecía de la flexibilidad necesaria para su adaptación a cambios relevantes en el sistema eléctrico o en la evolución de la economía. Según la Ley 24/2013, 26 de septiembre.

Para corregir estas insuficiencias, se aprobó la Ley 24/2013, 26 de diciembre. Esta ley tiene como finalidad básica, establecer la regulación del sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurando la sostenibilidad económica y financiera del sistema, y permitiendo un nivel de competencia efectiva en el sector eléctrico; todo ello dentro de los principios de protección medioambiental.

Las disposiciones generales de la Ley 24/2013 donde se estableció el objeto y las finalidades de la norma, incluyen: El régimen de actividades (introduciendo como novedad la consideración del suministro de energía eléctrica como un servicio de interés económico general), se clarificó la distribución de competencias entre las distintas Administraciones Públicas, se regularon los aspectos básicos de la planificación eléctrica, incorporando herramientas para vincular el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico, y a los principios de sostenibilidad económica y estableciendo unos límites de inversión anual, además de la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o seguridad. Así como la necesaria coordinación de la planificación con los planes urbanísticos.

La ordenación del suministro regulada en el título II de la Ley 24/2013, en relación a la garantía de suministro, reforzó el papel de la Administración General del Estado, en cuanto titular último de la garantía y seguridad de suministro energético, mejorando las herramientas de actuación por parte de ésta, en caso de situaciones de riesgo, para la seguridad de suministro, con la necesaria colaboración con las Comunidades Autónomas afectadas.

Destaca en este título II, la regulación del autoconsumo de energía eléctrica, distinguiendo tres modalidades y estableciéndose que las instalaciones que estén conectadas al sistema deberán contribuir a la cobertura de los costes y servicios del sistema eléctrico en los mismos términos que la energía consumida por el resto de sujetos del sistema.

En el Artículo 7 de la Ley 24/2013 se definió la *Garantía del suministro* estipulando que:

<<1. Todos los consumidores tendrán derecho al acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en el territorio nacional, en los términos establecidos en esta ley y en las condiciones que reglamentariamente se establezcan por el Gobierno.

2. El Gobierno podrá adoptar, para un plazo determinado, las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica cuando concurra alguno de los siguientes supuestos:

a) Riesgo cierto para la prestación del suministro de energía eléctrica.

b) Situaciones de desabastecimiento de alguna o algunas de las fuentes de energía primaria.

c) Situaciones de las que se pueda derivar amenaza grave para la integridad física o la seguridad de las personas, de aparatos o instalaciones, o para la integridad de la red de transporte o distribución de energía eléctrica previa comunicación a las Comunidades Autónomas afectadas.

d) Situaciones en las que se produzcan reducciones sustanciales de la disponibilidad de las instalaciones de producción, transporte o distribución, o de los índices de calidad del suministro imputables a cualquiera de ellas.

3. Las medidas que se adopten por el Gobierno para hacer frente a las situaciones descritas en el apartado anterior podrán referirse, entre otros, a los siguientes aspectos:

a) Limitaciones o modificaciones temporales del mercado de electricidad a que se refiere el artículo 25 o del despacho de generación existente en los sistemas eléctricos aislados.

b) Operación directa de las instalaciones de generación, transporte y distribución.

c) Establecimiento de obligaciones especiales en materia de existencias de seguridad de fuentes primarias para la producción de energía eléctrica.

d) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos que se establecen en el artículo 26 para los productores de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos.

e) Modificación de las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

f) Limitación, modificación temporal o suspensión de los derechos y garantías de acceso a las redes por terceros.

g) Limitación o asignación de abastecimientos de energías primarias a los productores de electricidad.

h) Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los Organismos internacionales de los que España sea miembro o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

4. En las situaciones descritas, el Gobierno determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes.

5. Cuando las medidas adoptadas por el Gobierno de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 afecten únicamente a una Comunidad Autónoma, la decisión se adoptará en colaboración con ésta.

6. Cuando el incumplimiento de las obligaciones de los sujetos definidos en el artículo 6 pueda afectar a la continuidad y seguridad del suministro eléctrico, y a fin de garantizar su mantenimiento, el Gobierno podrá acordar la intervención de la correspondiente empresa de acuerdo con lo previsto en el artículo 128.2 de la Constitución, adoptando las medidas oportunas para ello.

A estos efectos serán causas de intervención de una empresa:

1.º Cuando medie declaración de concurso de acreedores y la empresa no se halle en condiciones de cumplir con sus obligaciones, y, en todo caso, si se ha producido la apertura de la fase de liquidación.

2.º La gestión irregular de la actividad cuando le sea imputable y pueda dar lugar a su paralización con interrupción del suministro a los usuarios.

3.º La grave y reiterada falta de mantenimiento adecuado de las instalaciones que ponga en peligro la seguridad de las mismas.

En estos supuestos, si las empresas que desarrollan las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica lo hacen mediante instalaciones cuya autorización sea competencia exclusiva de una Comunidad Autónoma, la intervención será acordada por ésta, salvo que esté en riesgo la seguridad de suministro, en cuyo caso, también podrá ser acordada por el Gobierno, quien lo comunicará a la Comunidad Autónoma.

7. En todo caso, se pondrá a disposición de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la información sobre la aplicación de las medidas necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica contenida en este artículo.>>

El contexto energético de los últimos años en España, se ha caracterizado por la existencia de una alta penetración de energías renovables, a lo que se ha unido, desde octubre de 2008, una evolución negativa de la demanda de electricidad. Estas características, unidas a la importante incorporación de ciclos combinados, que iniciaron su tramitación en un periodo en el que se preveía un crecimiento de la demanda, y la reducida capacidad de interconexión con el resto de Europa, ha conducido a la existencia en la actualidad (febrero 2014) de un exceso de capacidad de generación eléctrica, es decir, de un parque de generación sobredimensionado.

Es de destacar, que en un sistema con una alta participación de energías renovables, como el español, las centrales marginales tiendan a presentar un funcionamiento reducido orientado básicamente a ser un refuerzo de las tecnologías renovables. Esto podría dificultar la recuperación de sus costes fijos, y en consecuencia, desincentivar las nuevas inversiones en capacidad que se precisen en el futuro, si no se adoptan otras medidas regulatorias.

Cabe indicar que la regulación española en el año 2012, no permitía la hibernación temporal de las centrales de ciclo combinado, a diferencia de lo que ocurre en otros países europeos, como Alemania o Reino Unido; países en los que se han decantado por el cierre definitivo de estas instalaciones porque en algunos casos se han vuelto económicamente inviables.

Esta “barrera” ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta actualmente el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.

España cuenta, desde la liberalización del Sector Eléctrico, con la definición de un mecanismo de capacidad, pero no se implementó hasta el Real Decreto 1747/2003, cuyo objetivo fue asegurar la garantía de suministro en el medio y en el largo plazo.

5.2 Necesidad de un mecanismo para garantizar el suministro.

La necesidad de un mecanismo para garantizar el suministro de energía eléctrica se ha considerado desde el incidente ocurrido en diciembre de 2001.

En la “Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro” realizada por la CNE, el 5 de diciembre de 2012, se estableció una modificación en el mecanismo de garantía de capacidad a través de un servicio de garantía de suministro.

El mecanismo de capacidad es un instrumento regulatorio que se utiliza en los mercados eléctricos de distintos países, como complemento al mercado de energía, para incentivar la inversión y la disponibilidad de generación para cubrir la demanda en horas de punta del sistema a precios razonables.

Pero, ¿Tiene sentido incentivar mecanismos de capacidad cuando hay una sobrecapacidad en generación?

En la Propuesta realizada por la CNE en 2012, se justificó la implementación de este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado de producción, basándose en la existencia de una serie de factores del sector eléctrico español, como son: la existencia de un máximo y un mínimo valor del precio de la energía eléctrica en el mercado de producción que no permite reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa y una alta participación de energías renovables.

En otros mercados eléctricos europeos pueden existir valores negativos en el precio de la electricidad, como es el caso de Francia.

En este contexto, España ha contado, desde la liberalización del Sector Eléctrico, con la definición de un mecanismo de capacidad, pero no se implementó hasta el Real Decreto 1747/2003, cuyo objetivo fue asegurar la garantía de suministro en el medio y en el largo plazo.

La decisión de invertir en instalaciones de generación la tomaron los propios agentes del mercado, libremente. Éstos vieron una gran oportunidad de inversión en la aprobación de los mecanismos de capacidad.

A continuación, se narra la situación que tuvo lugar en diciembre de 2013, donde el precio de la energía eléctrica aumentó, de forma disparatada, y donde los mecanismos de capacidad nada pudieron hacer por disminuirlo.

Análisis del aumento del precio de la electricidad en diciembre de 2013.

En diciembre de 2013, con un escenario de ausencia de viento, 3 centrales nucleares indisponibles y un consumo medio típico de invierno, en el mercado eléctrico se produjo lo siguiente:

El precio del pool, desde finales de noviembre hasta el día previo a la Nochebuena de 2013, fluctuó entre los 55 y 95 €/MWh, llegando a alcanzar niveles máximos de 112 €/MWh en horas punta.

Por este comportamiento, al parecer anómalo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia tiene abierta una investigación.

En este escenario, no entraron en funcionamiento las centrales de ciclo combinado por medio del mecanismo de disponibilidad de potencia, debido a la escasez del combustible, lo que probablemente habría disminuido el precio de la electricidad en este periodo.

Se puede deducir que si existe un incentivo a la disponibilidad (Pago por Capacidad), y éste no se aplica cuando el sistema lo requiere, debido a que las instalaciones de generación asignadas a este servicio se encuentran indisponibles, ¿son necesarios los Pagos por Capacidad? ¿Es efectivo el servicio tal cual está definido? ¿Procede una revisión de esta regulación?

En las Órdenes ITC/3127/2007 e ITC/2794/2011 (Descritas en el TFG en un apartado posterior), donde se regulan los Pagos por Capacidad, se definieron una serie de medidas por parte del Regulador que cubre la posibilidad de incumplir este servicio.

Estos episodios por sí solos justificarían una revisión de los Pagos por Capacidad, para evitar situaciones como la acaecida en diciembre de 2013.

Retornando a la necesidad de garantizar el suministro, la garantía a corto plazo no se analizará en este TFG debido a que el diseño del mercado ya cuenta con las herramientas adecuadas para permitir garantizar la seguridad del suministro, a través de los correspondientes servicios de ajuste del Operador del Sistema.

Con el fin de obtener una mayor eficiencia en el diseño actual de mercado, se propuso (en la Proposición de la CNE de 2012) introducir las modificaciones necesarias en la regulación del sector eléctrico, que permitieran la hibernación temporal de las centrales de generación, siempre que la seguridad de suministro no se viera afectada. De esta forma, el propio mercado ajustaría en cada momento los posibles excesos de capacidad que pueda presentar el sector.

La CNE realizó una consulta pública, en el año 2012, referida a la posibilidad de hibernación de centrales térmicas en el sistema eléctrico español. En general, todos los agentes se mostraron de acuerdo con el proceso de hibernación, debido a que se beneficiaría tanto a los promotores que invirtieron en la instalación de nuevas centrales térmicas como al Regulador del Sistema, ahorrándose los costes del servicio de disponibilidad y pudiendo aliviar el exceso de capacidad, provocado por la caída de la demanda eléctrica, la incorporación de ciclos combinados de gas y la alta penetración de tecnologías renovables.

Este proceso de hibernación duraría de 4 a 5 años, hasta que la demanda de energía eléctrica vuelva a aumentar y sea necesaria la adición de potencia en el Sistema Eléctrico.

La CNE realizó su diagnóstico de la situación en el año 2012, y advirtió que la participación de energías renovables contribuyó a que el funcionamiento de los ciclos combinados se limitara a la función de “back up” (Respaldo/Refuerzo), es decir, de compensación de las fluctuaciones propias de las tecnologías renovables.

A todas estas complejidades se debe añadir el Real Decreto 134/2010, donde se desarrolló un nuevo servicio de ajuste del sistema eléctrico español denominado «resolución de restricciones por garantía de suministro», que tendría lugar después de la casación del mercado diario. Este procedimiento supone que, bajo determinados supuestos, se retira la producción de energía casada correspondiente a determinadas unidades del resultado del mercado diario y se sustituye por la producción de otras centrales que utilizan carbón autóctono como combustible. Para las unidades retiradas e incluidas en un primer momento en el programa, la norma prevé como compensación determinados pagos.

La preferencia de las centrales térmicas de carbón autóctono, desplazó aún más el uso de ciclos combinados de gas en beneficio de las centrales térmicas en las que se quema carbón nacional.

El proceso de hibernación sería beneficioso tanto para los inversores de los ciclos combinados como para el Sistema Eléctrico. Este proceso ahorraría, al sistema, los pagos por capacidad de las centrales hibernadas y los promotores de los ciclos combinados no perderían dinero por mantener las instalaciones abiertas, produciendo al mínimo y sin obtener el beneficio esperado, durante este periodo de baja demanda.

La liquidación y facturación del mecanismo de hibernación correrá a cargo del Operador del Sistema, Red Eléctrica de España.

La propuesta realizada por la CNE se mantuvo en línea con la normativa existente en 2012, un diseño de servicio de garantía de suministro basado en dos incentivos: Incentivo a la inversión e Incentivo de disponibilidad.

En el contexto económico actual, no se prevé que vaya a registrarse en España la necesidad de incorporar nueva capacidad de generación en los próximos años, pero se consideró adecuado establecer las bases del mecanismo que permitirá atraer esa inversión cuando resulte necesaria a largo plazo. En caso de que el mercado no de las señales suficientes para ello.

Por tanto, la CNE en su Propuesta de 2012 sugirió, a través del incentivo a la inversión, fomentar la decisión de invertir en nueva capacidad mediante un mecanismo de mercado centralizado (subasta de capacidad) que será utilizado únicamente cuando se prevea un problema de cobertura de la demanda.

Para las centrales que en 2012 estuvieran percibiendo este incentivo a la inversión, se propuso el mantenimiento del mecanismo establecido, dando así estabilidad y continuidad a la retribución de las inversiones ya realizadas.

En cuanto al incentivo por disponibilidad, dado el grado de concentración de la potencia gestionable existente en la actualidad, cabe la posibilidad de que no existiera un entorno de suficiente presión competitiva para desarrollar la adquisición de este servicio mediante un mecanismo de mercado, por lo que se propuso el uso de un pago regulado para la retribución de este incentivo.

Este pago regulado se calculará teniendo en cuenta una estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal más eficiente y la potencia necesaria para dar respaldo a las fuentes renovables en las condiciones más adversas, refiriéndose únicamente a aquella que precisa el sistema, y no a toda la capacidad instalada. El pago regulado se repartirá entre la potencia gestionable en función de su disponibilidad real en los periodos más críticos del sistema, de tal forma que incentive a llevar a cabo una gestión de los contratos de aprovisionamiento, de los mantenimientos y de los embalses que se adecúe a las necesidades reales del sistema.

Este pago regulado, disponibilidad de potencia, lo asumirá el sistema, o lo que es lo mismo, los consumidores.

5.3 Garantía de suministro a medio y largo plazo.

A continuación, se definen los dos servicios que se implementaron en el año 2007 con el fin de asegurar el suministro de energía eléctrica a medio y largo plazo, fijados en la Orden ITC/2794/2007. Ésta no fue la única Orden o normativa referida a la garantía de suministro a medio y largo plazo emitida hasta el día de hoy (febrero 2014), pero sí fue la primera norma que diferenció entre la garantía de suministro a medio y largo plazo. Por esta razón, en este apartado se relaciona la garantía de suministro y los pagos por capacidad para su posterior desarrollo en este TFG.

El resto de normas referidas al suministro a medio y largo plazo se detallan en un apartado posterior de este TFG.

Mecanismos de la Orden ITC/2794/2007:

- Incentivo a la inversión.

Para lograr el primer objetivo (largo plazo), se implementa un incentivo a la inversión que asegura la entrada de nueva potencia a largo plazo cuando resulte precisa, si el mercado no ha dado las señales suficientes para que se realicen. Se trataría del problema clásico de cobertura de la máxima demanda esperada con el total de la potencia instalada aplicando un índice de disponibilidad histórico a cada una de las tecnologías, y de acuerdo con las previsiones de demanda realizadas por el Operador del Sistema.

En el momento en que el Operador del Sistema, siguiendo un procedimiento de operación, determinara que el índice de cobertura previsto no se encuentra dentro de los límites de seguridad establecidos, sería necesario gestionar el mecanismo correspondiente de incentivo a la inversión. Se asegura así, que en el largo plazo, el sistema de generación sea capaz de cubrir la punta de demanda (suficiencia).

- Incentivo a la disponibilidad.

Para lograr el segundo objetivo (medio plazo), se implementa un incentivo de disponibilidad de potencia gestionable, de forma que el sistema disponga en el medio plazo (para el siguiente año) de una potencia capaz de hacer frente, con elevada confianza, a la mayor variación de la demanda unida a la variación de generación del régimen especial no gestionable, así como por la pérdida de generación gestionable por fallo.

Sin este incentivo, las centrales podrían tener un escaso incentivo a encontrarse disponibles en esos momentos, dado que el mercado, en el contexto actual, no les ofrece las señales suficientes para ello. Se asegura así, en el medio plazo, que el sistema dispone con la suficiente capacidad de provisión de servicios de ajuste (firmeza).

De esta forma, el servicio de garantía de suministro, a medio y largo plazo, se complementa a través de dos incentivos que resultan independientes y no excluyentes en su implementación.

6. Índice de Cobertura.

En este apartado se define el índice de cobertura y su evolución en el sistema eléctrico español. En el punto 2 de este apartado, se calcula el índice de cobertura del año 2013 y 2015, y la demanda punta de potencia para un índice de cobertura dado.

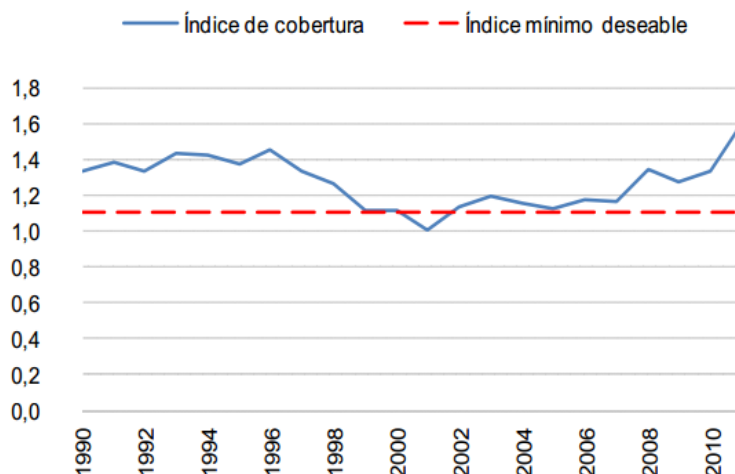
6.1 Definición y evolución.

El Índice de Cobertura se define como el cociente entre la potencia disponible del equipo generador en un determinado escenario y la demanda punta de potencia, estando su cálculo sujeto a una serie de hipótesis que es necesario explicitar para poder valorar adecuadamente su significado. Es decir, se obtendrán distintos valores en función del escenario analizado, por ejemplo: si se calcula el índice de cobertura para un escenario de demanda media/central o una demanda superior; o si se calcula el índice de cobertura en verano o invierno.

$$IC = \frac{P_{disponible}}{P_{punta}}$$

El índice de cobertura es el criterio principal que se emplea para evaluar la necesidad de potencia en el sistema eléctrico. Según determina el Operador del Sistema, este índice debería ser igual o superior a 1,1; lo que implica alcanzar un margen de potencia del 10% de la demanda punta, suficiente, para no ser necesaria la instalación de nueva potencia en el sistema en el escenario analizado.

Existen otros parámetros como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) que cumplen una finalidad similar. Sin embargo, se ha utilizado el índice de cobertura ya que se trata de un parámetro de tipo determinista que resulta de fácil comprensión.



Gráfica 4. Evolución del Índice de cobertura (1990-2010). Fuente: ARIAE y REE.

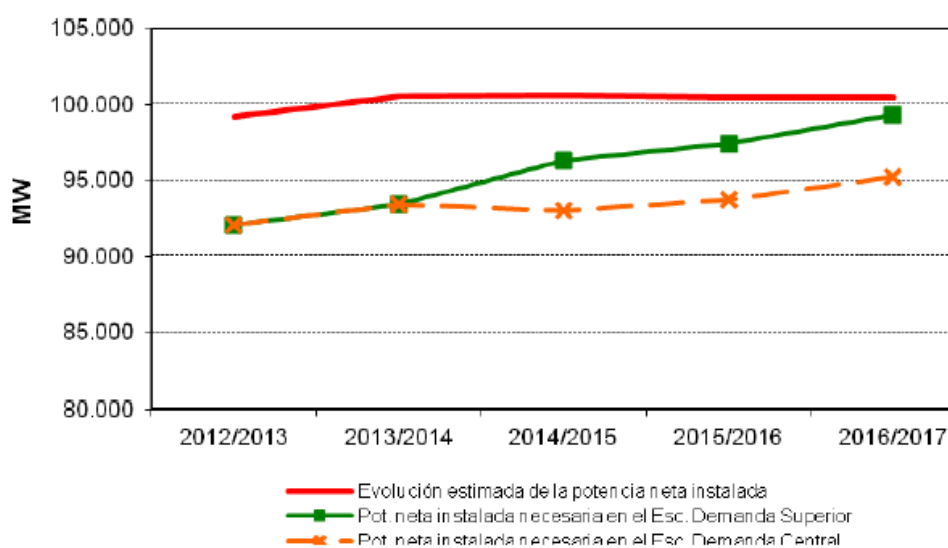
Como se muestra en la gráfica 4, el índice de cobertura disminuyó desde el año 1996 hasta que comenzó a ascender a partir del año 2002, como consecuencia de la incorporación de nueva potencia firme al sistema, en particular la puesta en operación de ciclos combinados a gas natural.

Este ascenso en el índice de cobertura se debió a que los promotores vieron que había mercado y la posibilidad de invertir en él, además, las inversiones estaban garantizadas mediante un pago a la inversión realizado por el Estado; se encuentra un escenario en el que se fomentó la construcción de numerosas centrales de ciclo combinado que entraron en operación a partir del año 2002.

En el año 2013, el índice de cobertura en el invierno de 2012/2013 fue de 1,26 y el índice en verano de 2013 de 1,38. Según los cálculos realizados por la CNE en el Informe Marco 2012.

Como se mostró en el apartado 2 de este TFG, el sistema eléctrico peninsular español dispone, a 2013, de un parque de generación sobredimensionado (exceso de potencia instalada en el sistema eléctrico) debido a la disminución de la demanda a consecuencia de la crisis económica y financiera, y el aumento de la instalación de potencia, el valor del índice de cobertura ha sido superior al límite dictado por el Operador del Sistema (1,1).

Según el Informe Marco 2012 de la CNE, el índice de cobertura no disminuirá hasta el invierno de 2018-2019, a valores próximos al 1,1%, el límite estipulado.



Gráfica 5. Comparación de la potencia neta instalada prevista (Escenario CNE-Promotores) con la potencia necesaria para un margen de cobertura de 1,1 en la punta de invierno. Fuente: REE, promotores y CNE.

El estudio realizado por la CNE determina que, teniendo en cuenta el escenario propuesto por la CNE-Promotores en los próximos años (2013-2019), no sería necesario recurrir a las centrales de fuel-gas para la cobertura de la demanda, por lo que su previsible extinción no sería un problema para el sistema, a efectos de cobertura de la demanda, sin perjuicio de que pueda haber otras necesidades zonales que requieran su despacho en un momento puntual.

Además, no se prevé que el sistema eléctrico vaya a presentar problemas de cobertura en los próximos años.

6.2 Cálculo del Índice de Cobertura.

En este apartado, se exponen los cálculos e hipótesis a considerar para evaluar el índice de cobertura del sistema eléctrico peninsular en un determinado escenario. A continuación, se realizará el estudio del índice de cobertura del año 2015 para poder compararlo con el obtenido en el año 2013, facilitado por la CNE en el Informe Marco 2012.

Los índices de cobertura se han obtenido a partir de la demanda punta prevista para los escenarios considerados en 2015, central y superior, así como la mínima potencia efectiva que se espera que aporten las diferentes tecnologías en situación de invierno y de verano.

En el sistema eléctrico peninsular, las puntas máximas de potencia se alcanzan en invierno, aunque en determinados años, con un verano muy caluroso, la punta de verano se ha aproximado a la de invierno.

En invierno, la punta de consumo se obtiene aproximadamente a las 19h de un día invernal, como indican las estadísticas del Operador del Sistema (Informe anual de operación de REE 2013). A esa hora es de noche y por tanto no hay producción solar.

En verano, la punta de consumo se alcanza aproximadamente a las 13h de un día soleado de julio. A esa hora, si hay aportación solar.

El estudio del periodo estival está justificado, a pesar de que las puntas de demanda previstas sean superiores en invierno, porque difiere la disponibilidad de potencia eléctrica, especialmente la de la potencia hidráulica, que en verano suele ser sensiblemente inferior y la de potencia fotovoltaica, que solo se tiene en cuenta en el análisis de la punta de verano que se produce al mediodía. Un factor importante es la consideración de año húmedo o seco en el cálculo del índice de cobertura, ya que la aportación de potencia disponible hidráulica varía considerablemente en función de la hipótesis escogida, año seco o húmedo.

La cobertura de la demanda se analiza con dos tipos de análisis: Balance de energía anual (GWh) y la cobertura de la punta de potencia máxima prevista (MW).

La demanda de punta prevista por la CNE en el Informe Marco 2012, para el año 2015, se encuentra en la siguiente tabla:

Invierno			Verano		
Punta de demanda (MW)	Esc. Central	Esc. Superior	Punta de demanda (MW)	Esc. Central	Esc. Superior
2014 / 15	44.200	47.000	2014	40.100	42.900
2015 / 16	44.800	48.000	2015	40.700	43.900
2016 / 17	46.100	49.600	2016	42.000	45.500

Tabla 8. Previsión de potencia de punta de invierno y verano. Fuente: CNE Informe Marco 2012.

El procedimiento empleado para el cálculo del índice de Cobertura es el mismo que utiliza la CNE en el Informe Marco 2012, último informe emitido a fecha de hoy (febrero 2014).

Siguiendo una postura conservadora, en el cálculo de la potencia disponible, no se tiene en cuenta la potencia total instalada sino la realmente operativa, es decir, excluyendo de la potencia total instalada aquella que, por estar sujeta a procesos de baja, disponibilidad del combustible, indisponibilidades de larga duración o a condicionantes medioambientales no pudieran estar operativas en el momento requerido.

Para obtener la potencia disponible se emplea un factor de disponibilidad distinto para cada tecnología al que se ha denominado K (para este cálculo).

$$Pd = \sum_{i=1}^n P_{inst,i} * K_i \text{ (MW)}$$

A continuación, se muestra en la tabla 9, los factores de disponibilidad de cada tecnología (K) estipulados en el BOE-A-2014/1052.

	Porcentaje disponibilidad
Tecnología:	
Nuclear	87
Hulla+antracita	90
Lignito negro	89
Carbón de importación	94
Fuel-gas	75
Ciclo combinado	93
Bombeo	73
Hidráulica convencional	59
Instalaciones con régimen retributivo específico:	
Hidráulica	29
Biomasa	45
Eólica	22
R.S. Industriales	52
R.S. Urbanos	48
Solar	11
Calor Residual	29
Carbón	90
Fuel-Gasoil	26
Gas de Refinería	22
Gas Natural	39

Tabla 9. Factores de disponibilidad obtenidos de la Orden de Peajes del BOE-A-2014/1052

Para calcular la potencia disponible en el periodo de punta, hay que tener en cuenta, por un lado, la disponibilidad de la central y por otro lado, la disponibilidad del recurso a cada instante. Al evaluar la cobertura de la demanda desde un punto de vista energético en base anual, se emplean valores medio de disponibilidad, teniendo en consideración las estadísticas de producción existentes.

En este apartado, se emplearan factores de disponibilidad de elaboración propia y factores de disponibilidad obtenidos del Informe Marco 2012. El proceso por el que se han obtenido se detalla a continuación.

La energía eólica, según el Informe de REE, Avance de la operación de 2013, tuvo una producción de 53.926 GWh para 22.746 MW instalados, lo que proporciona un funcionamiento medio de 2.370 horas, equivalente a un 27% de disponibilidad al año. Sin embargo, no se puede considerar que en periodo punta se disponga de esa producción eólica media, y es razonable considerar un valor de producción que se puede garantizar el 90% de las horas del año. En este caso, la disponibilidad de potencia eólica para cubrir la punta se estima en el 7%.

En cuanto a la energía solar fotovoltaica, según el Informe de REE, tuvo una producción de 7.982 GWh para 4.438 MW instalados, lo que proporciona un funcionamiento medio de 1.798 horas, equivalente a un 20.52% de disponibilidad al año. Como se matizó anteriormente, solo se dispone de recurso solar producible en la punta de verano. Sin embargo, no se puede considerar que en periodo de punta se disponga de esa producción fotovoltaica media en su totalidad, podría darse un escenario nublado el día que se produzca la punta de verano. Por ello, este factor de disponibilidad se multiplicará por un factor corrector en función de la nubosidad que ofreciera la Península Ibérica en julio de 2013. En este caso, la disponibilidad de potencia solar fotovoltaica para cubrir la punta se estima en el 11%.

Para las centrales hidráulicas convencionales y de bombeo mixto, se han considerado diferentes factores de disponibilidad en invierno y en verano, como consecuencia de las diferencias climatológicas estacionales. Un aspecto relevante para calcular la disponibilidad de estas centrales, dependerá del escenario considerado, si este es un año seco o húmedo. En este caso se analizará para año húmedo. En conjunto y en valor medio, la disponibilidad de la tecnología hidráulica es de un 50% en invierno y un 40% en verano en un año húmedo y de un 40% en invierno y un 30% en verano en un año seco. En el caso de las centrales de bombeo puro, la disponibilidad considerada se incrementa hasta el 80%. Coeficientes obtenidos del Informe Marco 2009-2012 emitidos por la CNE.

En este estudio, el factor de disponibilidad para las centrales de carbón, se ha estimado en torno al 89% (obtenido del Informe Marco 2012), ya que, en función del carbón empleado (importación, lignito negro o hulla + antracita) en la central eléctrica los factores de disponibilidad varían notablemente.

La potencia instalada de centrales de Fuel/Gas en el sistema eléctrico peninsular español, en el año 2013, es de 520 MW. El coeficiente de disponibilidad empleado en el Informe Marco 2012 para este tipo de tecnología de generación es del 83%.

Para calcular la potencia disponible en el año 2015, se ha utilizado la potencia instalada del año 2013, suponiendo que no se instalará más potencia debido al sobredimensionamiento del parque de generación de energía eléctrica.

En cuanto a los intercambios internacionales, el Informe Marco 2012, emplea la potencia intercambiada, conocida en 2012, para el índice de cobertura del año 2012. Pero, para cálculos de años posteriores, al no ser conocido el intercambio, la CNE supone un valor nulo de potencia intercambiada. Ésta es una hipótesis conservadora que se debe seguir. En este análisis se considerara una potencia intercambiada de -2.000 MW (exportados) para el año 2013, valor aproximado utilizado en el Informe Marco 2012.

También se considerará un volumen de potencia sujeto a indisponibilidades por mantenimiento, -1.850 MW, valor utilizado en el Informe Marco 2012.

En la tabla expuesta a continuación, se detallan los factores de producción obtenidos, por tecnología, en función de la energía que produjeron y de la potencia instalada.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Energía Producida (GWh)	Horas de producción al año (h)	Factor de Producción (%)
Hidráulica	17.765	34.205	1.925	22
Carbón	11.131	39.792	3.575	41
Nuclear	7.866	56.378	7.167	82
Fuel/Gas	520	0	0	0
Ciclo Combinado	25.353	25.409	1.002	11
Regimen ordinario				
Hidráulica	2.057	7.095	3.449	39
Eólica	22.746	53.926	2.371	27
Solar Termoelectrica	2.300	4.554	1.980	23
Solar Fotovoltaica	4.438	7.982	1.799	21
Térmica Renovable	979	5.011	5.118	58
Térmica No Renovable	7.127	32.048	4.497	51
Regimen especial				

Tabla 10. Factores de producción obtenidos a partir del Informe anual de operación 2013 de REE. Fuente: REE y de elaboración propia.

No se debe confundir el factor de producción con el de disponibilidad. El factor de producción sólo tiene en cuenta las horas de funcionamiento que realizó cada tecnología de generación en el periodo considerado. En el caso de los ciclos combinados, por ejemplo, el factor de producción es muy inferior al factor de disponibilidad, esto se debe a que los ciclos combinados de gas están produciendo por debajo de su capacidad de generación.

Una vez obtenidos los factores de disponibilidad, los factores no desarrollados se han obtenido del Informe Marco 2012. A continuación, se calcula la potencia disponible (MW) para un año húmedo, 2013, tanto en la punta de verano como de invierno.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Factor Disponibilidad (K)	Potencia Disponible (MW)
Hidráulica	17.765	0,5	8883
Carbón	11.131	0,84	9350
Nuclear	7.866	0,88	6922
Fuel/Gas	520	0,83	432
Ciclo Combinado	25.353	0,94	23832
Σ Regimen Ordinario	62.635		49418
Hidráulica	2.057	0,5	1029
Eólica	22.746	0,07	1592
Solar Termoelectrica	2.300	0,29	667
Solar Fotovoltaica	4.438	0	0
Térmica Renovable	979	0,45	441
Térmica No Renovable	7.127	0,69	4918
Σ Regimen Especial	39.647		8646
Intercambios Internacionales en punta			-1850
Potencia en mantenimiento			-2000
Σ Total	102.282		54214

Tabla 11. Cálculo de la potencia disponible en la punta de invierno de 2013. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Factor Disponibilidad (K)	Potencia Disponible (MW)
Hidráulica	17.765	0,4	7106
Carbón	11.131	0,84	9350
Nuclear	7.866	0,88	6922
Fuel/Gas	520	0,83	432
Ciclo Combinado	25.353	0,94	23832
Σ Regimen Ordinario	62.635		47642
Hidráulica	2.057	0,4	823
Eólica	22.746	0,07	1592
Solar Termoeléctrica	2.300	0,29	667
Solar Fotovoltaica	4.438	0,07	311
Térmica Renovable	979	0,45	441
Térmica No Renovable	7.127	0,69	4918
Σ Regimen Especial	39.647		8751
Intercambios Internacionales en punta			-1850
Potencia en mantenimiento			-2000
Σ Total	102.282		52542

Tabla 12. Cálculo de la potencia disponible en la punta de verano de 2013. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se calcula la potencia disponible (MW) para un año húmedo, en 2015, tanto en verano como en invierno.

Para el cálculo de la potencia disponible, tanto en invierno como en verano en 2013, se ha empleado una tabla de Excel, como herramienta de cálculo y los resultados obtenidos son:

Potencia disponible en invierno de 2013: 54.214 MW

Potencia disponible en verano de 2013: 52.542 MW

Por las hipótesis consideradas de disponibilidad y utilización de generación, la potencia disponible obtenida en 2013 es algo mayor en invierno que en verano en el año 2013. Históricamente, suele ser mayor la potencia disponible en verano que en invierno debido a la incorporación de las centrales solares fotovoltaicas en la punta de verano, desde 2009.

Para el ejercicio de 2013 se usan los valores reales de punta de potencia alcanzada en verano e invierno:

	Invierno	Verano
Pp (MW)	39.963	37.399

Tabla 13. Punta de demanda año 2013. Fuente: Avance Informe de REE 2013.

En el año 2013, sólo se considera un escenario posible porque el dato de punta de la demanda empleado es el real, no una previsión.

Aplicando la fórmula del Índice de Cobertura se obtienen los siguientes índices para el año 2013 en el sistema eléctrico peninsular español en función del escenario analizado y del periodo considerado, verano o invierno:

$$IC = \frac{P_{disponible} (MW)}{P_{punta} (MW)}$$

	Invierno	Verano
IC (Escenario Superior)	1,35	1,4

Tabla 14. Índices de cobertura obtenidos para el año 2013. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

A continuación, se realiza el mismo procedimiento para calcular la potencia disponible (MW) estimada para el año 2015 e hidraulicidad seca, tanto en invierno como en verano.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Factor Disponibilidad (K)	Potencia Disponible (MW)
Hidráulica	17.765	0,4	7106
Carbón	11.131	0,84	9350
Nuclear	7.866	0,88	6922
Fuel/Gas	520	0,83	432
Ciclo Combinado	25.353	0,94	23832
Σ Regimen Ordinario	62.635		47642
Hidráulica	2.057	0,4	823
Eólica	22.746	0,07	1592
Solar Termoeléctrica	2.300	0,29	667
Solar Fotovoltáica	4.438	0	0
Térmica Renovable	979	0,45	441
Térmica No Renovable	7.127	0,69	4918
Σ Regimen Especial	39.647		8440
Intercambios Internacionales en punta			0
Potencia en mantenimiento			-2000
Σ Total	102.282		54082

Tabla 15. Cálculo de la potencia disponible en la punta de invierno de 2015. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología	Potencia instalada (MW)	Factor Disponibilidad (K)	Potencia Disponible (MW)
Hidráulica	17.765	0,3	5330
Carbón	11.131	0,84	9350
Nuclear	7.866	0,88	6922
Fuel/Gas	520	0,83	432
Ciclo Combinado	25.353	0,94	23832
Σ Regimen Ordinario	62.635		45865
Hidráulica	2.057	0,3	617
Eólica	22.746	0,07	1592
Solar Termoeléctrica	2.300	0,29	667
Solar Fotovoltáica	4.438	0,07	311
Térmica Renovable	979	0,45	441
Térmica No Renovable	7.127	0,69	4918
Σ Regimen Especial	39.647		8545
Intercambios Internacionales en punta			0
Potencia en mantenimiento			-2000
Σ Total	102.282		52410

Tabla 16. Cálculo de la potencia disponible en la punta de verano de 2015. Fuente: Elaboración propia.

La potencia disponible, tanto de invierno como de verano y para el periodo 2015, los resultados obtenidos son:

Potencia disponible en invierno de 2015: 54.082 MW

Potencia disponible en verano de 2015: 52.410 MW

Las previsiones de la punta de demanda para el año 2015, obtenidas de la CNE, se detallan en la tabla 17. Se consideran dos escenarios posibles, central y superior, debido a que se emplea una previsión estadística en el cálculo, con el fin de garantizar un índice de cobertura en las condiciones más desfavorables.

	Invierno	Verano
Pp (Escenario Central) (MW)	44.200	40.700
Pp (Escenario Superior) (MW)	47.000	43.900

Tabla 17. Previsión de la punta de demanda año 2015. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

Tabla 18, cálculo del Índice de Cobertura del año 2015.

	Invierno	Verano
IC (Escenario Central)	1,22	1,28
IC (Escenario Superior)	1,15	1,19

Tabla 18. Índices de cobertura obtenidos para el año 2015. Fuente: CNE Informe Marco 2012 y elaboración propia.

Como conclusión, se obtiene que el índice de cobertura en los cuatro escenarios analizados es superior al límite estipulado por el Operador del Sistema (1,1). Por tanto, no es necesaria la adopción de medidas extraordinarias para aumentar la potencia instalada o disponible en el año 2015 en el sistema eléctrico peninsular español.

Valor de punta de demanda necesario para alcanzar índices de cobertura de 1,1 y 1.

A continuación, se calcula el valor de punta de la demanda que sería necesario alcanzar tanto en verano como invierno, con la potencia instalada considerada, y alcanzar índices de cobertura de 1,1 (límite del Operador del Sistema) y 1.

La tabla 19, presenta los datos de punta de demanda que sería necesaria que se produjera, para un escenario de generación como el contemplado en 2015.

	IC	Pdisp (MW)	Pdem (MW)
Verano	1,1	52.410	47.645
Invierno	1,1	54.082	49.165
Verano	1	52.410	52.410
Invierno	1	54.082	54.082

Tabla 19. Punta de potencia necesaria para alcanzar diversos índices de cobertura en el año 2015. Fuente: Elaboración propia.

Estos valores de punta de potencia obtenidos, lejos de los alcanzados en 2013, indican que hay margen suficiente de potencia disponible para que no sea necesario incorporar más potencia en los próximos 4 ó 5 años, atendiendo al criterio de garantía de seguridad de suministro.

7. Pagos por Capacidad.

En este apartado, se definen y analizan los Pagos por Capacidad, mostrando la evolución que han sufrido desde la liberalización del sector eléctrico español, Ley 54/1997, hasta la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

La Proposición de Real Decreto que regula los mecanismos de capacidad e hibernación, presentada el 18 de julio de 2013, será analizada en un apartado posterior de éste TFG.

Mediante esta división, en varios apartados, se pretende facilitar la comprensión al lector ante la densidad del tema desarrollado.

7.1 Definición.

Los Pagos por Capacidad consisten en un mecanismo de retribución regulado y complementario al mercado, que permite a las tecnologías de generación recuperar sus Costes Fijos, tanto de operación y mantenimiento como de inversión. En el año 2002, se les denominaba Garantía de Potencia, pero en el año 2007 se sustituyeron por los Pagos por Capacidad.

Se encuentran 2 tipos de servicios en los Pagos por Capacidad:

1. Servicio de disponibilidad:

Consiste en contratar la capacidad de potencia en un tiempo igual o inferior al año, cuyas tecnologías (con mayor probabilidad) puedan resultar no programadas en los periodos de punta, debido a que no pueden recuperar los Costes Fijos en el mercado (Ej: Centrales Térmicas de Fuel) o porque son tecnologías cuya materia prima puede almacenarse a bajo coste.

2. Incentivo a la Inversión en capacidad a largo plazo:

Dedicado a promover la construcción y puesta en servicio efectiva de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de la inversión.

Varios fueron los factores que impulsaron a la creación de los Pagos por Capacidad, algunos fueron descritos en los apartados anteriores de este TFG, pero a continuación, se muestra un resumen:

- La necesidad fundamental de garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.
- El crecimiento de la punta de demanda a finales del siglo XX, el cual recomendaba el desarrollo de un nuevo modelo de incentivos a la garantía de suministro.
- La necesidad de nuevas instalaciones de generación debido al crecimiento de la demanda.

7.2 Evolución de los Pago por Capacidad.

Los Pagos por Capacidad empezaron a aplicarse en el año 2001, pero no se denominaban Pagos por Capacidad, sino retribución por Garantía de Potencia.

En el artículo 16.1 apartado c) de la Ley 54/1997, del 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, dentro de la retribución de las actividades y funciones del sistema, se estableció que:

«Adicionalmente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio podrá establecer una retribución en concepto de pago por capacidad en función de las necesidades de capacidad del sistema.»

Con ello, el diseño del mercado eléctrico en la citada Ley, estableció un sistema retributivo regulado que complementa el ingreso que se produce en el mercado eléctrico, con el objeto de establecer una señal económica para incentivar la entrada de nueva capacidad en el mercado y evitar el cierre de aquellas instalaciones, que garantizan la seguridad del suministro eléctrico.

En un inicio no se incluyeron los incentivos a la inversión, solo se retribuía, con carácter anual, por garantía de potencia. Este mecanismo se fijó, entre otros factores, por el excesivo aumento en la demanda, ocurrido el 17 de diciembre de 2001, donde el consumo eléctrico previsto durante el período de punta fue de 36.300 MW y la demanda de potencia máxima que se pudo atender fue de 34.930 MW.

Para que no volvieran a ocurrir sucesos como éste, se redactó el Real Decreto 1747/2003, donde se aseguró la garantía de suministro y se establecieron las retribuciones por Garantía de Potencia en la orden ITC/914/2006, el 30 de marzo del 2006.

Resumen de las Órdenes que iniciaron y modificaron los Pagos por Capacidad.

- **Real Decreto 1747/2003.**

Se implementó el mecanismo por Garantía de Potencia.

Desde la liberalización del sector eléctrico con la Ley 54/1997, el sistema eléctrico español contaba con un mecanismo de capacidad, que sería habilitado cuando las señales económicas procedentes del sistema no fueran suficientes para asegurar la garantía de suministro.

Por lo tanto, el objetivo del Real Decreto fue asegurar la garantía de suministro en el medio plazo.

- **ORDEN ITC/914/2006.**

Con esta orden se, fija el valor inicial, para el año 2001, de la retribución por garantía de potencia correspondiente a las instalaciones de producción en régimen ordinario existentes a 31 de diciembre de 2001. Conforme a lo establecido en el RD 1747/2003, 19 de Diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos y el método de cálculo de la retribución por garantía de potencia aportada al sistema por los grupos generadores en régimen ordinario que hayan entrado o entren en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2002.

Artículo 3 de la Orden. Cálculo de la retribución por garantía de potencia.

$$RGpot_n(i) = \sum_{h=1}^{h=X} (Pdisponible(i, h) * Gpot_n(i, h))$$

$RGpot_n(i)$: Retribución por garantía de potencia para el grupo i en el año n , expresado en euros.

$Pdisponible(i, h)$: Potencia disponible del grupo i en la hora h , expresado en MW.

$Gpot_n(i, h)$: Garantía de potencia en el año n del grupo i en la hora h , expresado en €/MW.

X : Número de horas del año, 8760 en año normal y 8784 para años bisiestos.

En el año 2007, se modificó en la Orden ITC/2794/2007 del 27 de septiembre, el mecanismo de “Garantía de Potencia” sustituyéndolo por los “Pagos por Capacidad”. Descritos, respectivamente, en el Artículo 16 del RD-Ley 54/1997 y la Ley 17/2007.

El sistema de Pagos por Capacidad se desarrolla bajo la premisa de que la demanda de energía eléctrica es inelástica y de que el mallado de la red no es perfecto. En consecuencia, el precio de la energía puede ser una señal insuficiente para garantizar la cobertura del suministro de electricidad.

En estas condiciones, la disponibilidad de potencia para el sistema eléctrico adquirió el carácter de “bien público” y por lo tanto, precisó ser objeto de una retribución regulada responsable de asegurar el equilibrio entre la oferta y la demanda de energía a medio y largo plazo en todos los nodos de la red.

En el apartado cuarto de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, se aprobó la regulación de los Pagos por Capacidad definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, estableciendo en el Anexo III de la citada Orden, las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación al sistema eléctrico.

- **Orden ITC/2794/2007.**

En esta orden se permitió completar los “servicios complementarios” destinados a asegurar la disponibilidad de potencia a corto plazo, con una serie de servicios de disponibilidad a medio y a largo plazo. Para poder superar la deficiencias de la época en cuanto a garantía de potencia.

Estos nuevos tipos de servicio se denominaron:

- ➔ Incentivos a la disponibilidad. (medio plazo)
- ➔ Incentivos a la inversión en capacidad. (largo plazo)

Se ligó la evolución del incentivo a la inversión (Disponibilidad a largo plazo) con un Índice de Cobertura conocido para aproximar la necesidad de potencia esperada. Además, así se evitó la fluctuación discrecional de los pagos por este concepto.

Se pretendió que, en la definición del servicio de disponibilidad a medio plazo, se discriminaran temporalmente los periodos en los que fuera exigible y que las consecuencias de los incumplimientos fueran suficientemente incentivadoras para evitarlos.

- **Orden ITC/3127/2011.**

Se promovió para fomentar y mantener las condiciones necesarias que sustentan la garantía de suministro en el corto y medio plazo al que hace referencia el Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Además, se derogó y modificó normativa de la Orden ITC/2794/2007, en lo referente a Pagos por Capacidad. También se estableció un mandato a la Comisión Nacional de Energía para elaborar una propuesta de pagos por capacidad en el plazo de seis meses y remitirlo al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

- **Real Decreto-Ley 13/2012, 30 de marzo.**

Revisó, con carácter excepcional las retribuciones del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.

- La Comisión Nacional de Energía aprobó en su Consejo de Administración del 5 de diciembre de 2012 la “Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro” y ésta fue remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En dicho informe, se recogieron propuestas relativas a un nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definiéndolos como servicio de garantía de suministro, manteniendo la diferenciación entre dos incentivos. Por un lado, el incentivo a la inversión a largo plazo que permita asegurar la entrada de nueva potencia firme buscando los mercados de producción de energía eléctrica que no hayan dado las señales necesarias para atraer dicha inversión, y, por otro lado, el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable, con el fin de asegurar en el medio plazo la puesta a disposición del sistema la suficiente potencia firme y flexible capaz de proporcionar, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda y a las variaciones de la producción de energías renovables.

Además, se valoró en dicho informe, la necesidad de contemplar la posibilidad de hibernación de las centrales térmicas.

- **Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio.**

Se adoptaron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico modificando el incentivo a la inversión y fijándolo en 10.000 €/MW/año, además, se acompañó a esta medida con un alargamiento en el plazo que restaba, para su percepción, a aquellas instalaciones con derecho a cobro a la entrada en vigor de este Real Decreto-Ley.

También se suprimió la aplicación del incentivo para las nuevas instalaciones de producción, salvo para aquellas que obtuvieran el acta de puesta en servicio definitiva con anterioridad al 1 de enero de 2016.

- **Ley 24/2013 del Sector Eléctrico.**

En la Ley 24/2013, de 26 diciembre, se regulan los aspectos básicos de la planificación eléctrica, incorporando herramientas para vincular el nivel de inversiones a la situación del ciclo económico, y a los principios de sostenibilidad económica y estableciendo unos límites de inversión anual, además de la posibilidad de una revisión excepcional de la misma ante hechos sobrevenidos que afecten a la eficiencia, garantía o seguridad de suministro de energía eléctrica.

Los costes del sistema se financiarán mediante los ingresos del sistema eléctrico: peajes de acceso, mecanismos financieros, partidas prevenientes de los Presupuestos Generales del Estado, etc.

En relación a la garantía de suministro, se refuerza el papel de la Administración General del Estado, en cuanto titular último de la garantía y seguridad de suministro energético, mejorando las herramientas de actuación por parte de ésta en caso de situaciones de riesgo para la seguridad de suministro, con la necesaria colaboración con las Comunidades Autónomas afectadas.

Una de las principales novedades introducidas en esta Ley es la regulación del cierre temporal de instalaciones de producción (Hibernación).

Será función del Operador del Sistema prever indicativamente y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de electricidad del sistema a corto y medio plazo, tanto en el sistema peninsular como en los sistemas no peninsulares. A estos efectos, realizará una previsión de la capacidad máxima cuyo cierre temporal puede ser autorizado y en su caso, informará de las necesidades de incorporación de potencia con autorización de cierre temporal por razones de garantía de suministro.

8. Incentivo a la inversión en capacidad.

En este apartado, se detalla la normativa y las modificaciones que ésta sufrió referidas al incentivo a la inversión en capacidad desde su incorporación en el Sistema Eléctrico hasta el año 2013. Año en el cual, se realiza la nueva Propuesta de Real Decreto de Mecanismos de Capacidad e Hibernación de Centrales Térmicas.

8.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

En el Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, se definió el Incentivo a la Inversión en Capacidad en el punto Noveno.

<<El incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo consistirá en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación. >>

Quedaron determinadas *las Instalaciones de generación con derecho al incentivo* en el punto Décimo.

Acordando que tendrán derecho al incentivo a la inversión, las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha fuera posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hubieran transcurrido 10 años desde la misma.

Quedando excluidas en la prestación de este servicio aquellas instalaciones a las que se les aplicará la prima establecida en los Artículos 45 y 46 del Real Decreto 61/2007, del 25 de mayo.

También se determinó que el Ministro de Industria, Energía y Turismo podrá autorizar el derecho a la percepción de un incentivo a la inversión a instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con una potencia instalada superior o igual a 50 MW, en las que se realizarán ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa, o a la inversión en nuevas instalaciones en tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro. En estos casos, el Ministro de Industria, Energía y Turismo fijaría, en su caso, la cuantía, plazo de percepción y fecha a partir de la cual se empezaría devengar el derecho.

En el punto Undécimo se desarrolló el mecanismo de *Retribución del Incentivo a la inversión en capacidad*.

Retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo (Anexo III, Orden ITC/2794/2007).

La cuantía anual se obtendrá en función del Índice de Cobertura aplicable a la instalación de acuerdo con:

Si: $IC > 1,1$	$II = 28.000 \text{ €/MW/año}$
Si: $IC \leq 1,1$	$II = 193.000\text{-}150.000 \text{ €/MW/año}$

Tabla 20. Cuantía anual percibida en función del índice de cobertura. Fuente: Elaboración propia.

Siendo (IC) el Índice de Cobertura e (II) el Incentivo a la Inversión.

Si se obtuviera un índice de cobertura menor a 1,1 aumentaría el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo con el objetivo de corregir la disminución del índice, incorporando nuevas instalaciones de generación en un intervalo corto de tiempo. Mientras que el índice de cobertura sea superior a 1,1, el incentivo se mantendrá en 28.000 €/MW/año, con el fin de facilitar la nueva instalación de potencia pero con un ritmo inferior al del caso anterior ($IC \leq 1,1$).

Se percibirá el incentivo a partir de la fecha en la que se haya dictado la autorización administrativa previa de la instalación y la duración de la retribución del servicio de capacidad a largo plazo durará un periodo de 10 años.

En el punto 3 de este apartado, se especifica que corresponderá al Operador del Sistema la liquidación del incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción de la retribución.

En el Anexo III de esta Orden, se dispuso un mecanismo de *Subastas del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo* (Este mecanismo se desarrolla más ampliamente en un apartado posterior del TFG) en el punto Decimotercero.

Estableciendo que El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá implantar mecanismos de subastas para la asignación del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, cuando así lo aconsejen los objetivos de política energética y la seguridad del suministro o el índice de cobertura esté por debajo de 1,1.

Como consecuencia del punto Undécimo (*Retribución del Incentivo a la inversión en capacidad*), se acuerda en el punto Decimocuarto la *Liquidación del saldo*.

El saldo resultante de la diferencia entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución, tendrá la consideración de ingresos liquidables del sistema a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 diciembre.

Como se describió en un apartado anterior de este TFG, el Índice de Cobertura del sistema quedó ligado al cálculo de los Pagos por Capacidad y en el punto Decimoquinto de este Anexo III se determinó que la Dirección General de Política Energética y Minas a propuesta del Operador del Sistema aprobó, para cada trimestre, el índice de cobertura aplicable a los efectos previstos en el punto Undécimo, apartado 2 de este Anexo III.

A estos efectos, se aprobó un Procedimiento de Operación donde se definió la metodología para calcular el índice de cobertura que tendrá en cuenta las necesidades a largo plazo del sistema eléctrico.

La Retribución del incentivo a la inversión para instalaciones con autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha entre el 1 de enero de 1998 y la entrada en vigor del Anexo III (1 octubre 2007) quedó definida en el punto Decimosexto:

<<Para las instalaciones de generación a las que se apliquen la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo percibirán 20.000 €/MW/año en concepto de servicio de capacidad.>>

Por último, el punto Decimoctavo estipuló la *Financiación de los pagos por capacidad* en dos apartados.

En el primero, se resolvió que La Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con el Consejo de Reguladores del MIBEL, remitirá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo una propuesta motivada sobre los mecanismos de financiación de pagos por capacidad que sean compatibles con la armonización tarifaria en el ámbito del MIBEL. Dicha armonización tendrá en cuenta los principios de equilibrio y no discriminación en los pagos por parte de los consumidores de ambos sistemas ibéricos.

Y en el apartado dos, se determinó que en tanto se desarrolla el sistema de financiación de los pagos por capacidad, de acuerdo con lo establecido en el apartado anterior, se aplicará el sistema establecido en los apartados segundo y quinto de la Orden de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la Orden del 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, del 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Para su aplicación $RTGP(m)$ se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RTGP(m) = 0,4808 \text{ céntimos de } \frac{\text{€}}{\text{KWh}} \times DTbc(m)$$

Siendo:

$DTbc(m)$: La demanda, expresada en kWh, del mes “m” en barras de central que incluya la demanda de energía en el mercado de producción de los clientes finales nacionales elevada a barras de central de acuerdo con la normativa vigente y excluidos el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

8.2 Orden ITC/3127/2011.

En la Orden ITC/3127/2011, se revisó el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo a las centrales cuya acta de puesta en marcha fuera otorgada después del 1 de enero de 1998, con el objeto de actualizarlo y adaptarlo a los cambios, que se produjeron en las horas de funcionamiento de estas centrales. Lo que hizo que el pago estuviera desajustado y se pudieran incorporar a este servicio las centrales que realizaron inversiones medioambientales significativas para reducir emisiones de óxidos de azufre, además de las plantas de desulfuración.

La Disposición Adicional Segunda definió el *Pago en concepto de Incentivo a la inversión medio ambiental*.

Se modificó el apartado 1 de la Disposición Adicional Segunda de la Orden ITC/3860/2007, del 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, en los siguientes términos:

<<1. Según lo dispuesto en el apartado décimo del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, tendrán derecho a percibir un pago en concepto de incentivo a la inversión, en los términos establecidos en la Orden, las instalaciones de producción de energía eléctrica que utilicen carbón como combustible principal y que cumplan los siguientes requisitos:

a) Estar incluidas en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC), aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 7 de diciembre de 2007.

b) No estar excluidas del cálculo de la burbuja de emisiones por ninguna de las causas previstas al efecto por el PNRE-GIC.

c) Siempre que la fecha de la resolución del órgano competente por la que se aprueba su proyecto de ejecución o la solicitud de aprobación del proyecto de ejecución haya sido presentada en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la presente orden.

d) Haber acometido inversiones medioambientales en activos que reducen sustancialmente las emisiones de óxidos de azufre a la entrada en vigor de la presente orden. >>

Además, se modificó el Anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, determinando que la cuantía anual en concepto de servicio de capacidad se fijaría en 26.000€/MW/año.

Modificaciones y derogaciones de esta Orden:

1. Se suprimieron los dos últimos párrafos del apartado décimo.
2. Se modificó el apartado 16.1, quedando redactado con el siguiente texto:

«1. Para las instalaciones de generación a las que es de aplicación la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo de acuerdo con lo establecido en el presente anexo, cuya autorización administrativa previa o acta de puesta en marcha haya sido otorgada a partir del 1 de enero de 1998, la cuantía anual en concepto de servicio de capacidad se fija en 26.000 euros/MW/año.

La Comisión Nacional de Energía inspeccionará aquellas instalaciones de generación a las que es de aplicación la retribución del incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo que no hayan funcionado durante 1.000 horas agregadas anuales, a los efectos de comprobar la operatividad efectiva de las mismas.

Si como resultado de dicha inspección la Comisión Nacional de Energía detectase irregularidades en la efectiva operatividad de estas centrales, la Comisión Nacional de Energía propondrá a la Dirección General de Política Energética y Minas la retirada total o parcial del incentivo. La Dirección General de Política Energética y Minas a la vista de lo anterior resolverá sobre la citada retirada total o parcial del incentivo.>>

9. Incentivo a la disponibilidad.

En este apartado, se detalla la normativa y las modificaciones referidas al incentivo a la inversión en disponibilidad de potencia desde su incorporación al Sistema Eléctrico hasta el año 2013.

9.1 Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

En el punto Tercero del Anexo III de esta Orden se definió el servicio de disponibilidad:

<< El servicio de disponibilidad tiene por objeto promover la capacidad a medio plazo de instalaciones de producción y consistirá en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia en un horizonte temporal predeterminado.>>

Este servicio deberá ser gestionado por el Operador del Sistema con criterios de transparencia y eficiencia, y podrá incluir diferentes tipos de productos que se determinarán por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. A estos efectos, el Operador del Sistema, previa consulta a los interesados, remitirá una propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En su alcance, se incluirá la capacidad de potencia correspondiente a las instalaciones hidráulicas regulables que contribuyan a garantizar un volumen mínimo de reservas en los embalses hidroeléctricos.

Dentro del marco de este Anexo III y de las disposiciones aplicables, se tuvieron en consideración las necesidades del sistema a medio plazo al efecto de promover la disponibilidad de aquellas instalaciones que a falta de pagos por este concepto pudieran no estar disponibles para cubrir las necesidades apreciadas.

En el punto Cuarto, se detallaron las *Instalaciones de generación que pueden prestar el servicio de disponibilidad*.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo establecerá, para cada tipo de producto, las condiciones técnicas de habilitación de las instalaciones de producción de energía eléctrica para la prestación del servicio de disponibilidad. A estos efectos, el Operador del Sistema, previa consulta a los interesados, remitiendo una propuesta al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Las instalaciones de generación con derecho al incentivo a la inversión incluido en el Anexo III de ésta Orden son:

<<Las instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con una potencia instalada superior o igual a 50 MW, cuya acta de puesta en marcha sea posterior al 1 de enero de 1998 y siempre que no hayan transcurrido 10 años desde la misma.>>

Quedando excluidas en la prestación de este servicio las instalaciones a las que se les aplicará la prima establecida en los Artículos 45 y 46 del RD 661/2007, 25 de mayo de 2007.

En el punto Quinto del Anexo III, se definió el *Procedimiento de contratación del servicio de capacidad a medio plazo*.

Se establece que el procedimiento para la prestación de este servicio, se formalizará mediante la contratación bilateral entre el Operador del Sistema y el titular de la instalación de generación. El Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de Energía de acuerdo con el Consejo de Reguladores del MIBEL y previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará el procedimiento de contratación de cada uno de los productos.

Hasta el momento en que entró en vigor la normativa que desarrolló el servicio de disponibilidad, el Operador del Sistema, por razones de seguridad de suministro, podía proponer para su aprobación al Ministerio de Industria, Energía y Turismo mecanismos transitorios para la provisión de este servicio.

Se estableció que, siempre que concurren causas justificadas, los titulares de las instalaciones de generación que hayan contratado este servicio de disponibilidad podrán ceder sus obligaciones a terceros previa conformidad expresa del Operador del Sistema.

En caso de que ocurriera, el Operador del Sistema remitiría a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía una copia de los contratos suscritos. Asimismo, deberá comunicar las condiciones de cesión de contratos que se produzcan a lo largo del año.

La *Retribución del servicio de disponibilidad* se estableció en el punto Sexto del Anexo III.

La cuantía anual máxima, destinada a retribuir el servicio de disponibilidad para el año N, se fijará antes del 1 de octubre del año anterior (N-1) por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. La metodología para determinar dicha cuantía será armonizada en el ámbito del MIBEL.

Corresponderá al Operador del Sistema la facturación del servicio de disponibilidad a cada uno de sus proveedores de acuerdo con lo que se establezca en la normativa.

Se establecerán mecanismos de incentivo que fomenten la eficiencia en la contratación y gestión de este servicio, si fuera necesario, previo informe de la CNE de acuerdo con el Consejo de Reguladores del MIBEL.

El Operador del Sistema podrá poner a disposición de un tercero, previa comunicación a la Comisión Nacional de Energía, la gestión de la facturación asociada al servicio.

El *Incumplimiento del contrato del servicio de disponibilidad* se definió en el punto Séptimo en tres apartados, determinando que:

1. El procedimiento de verificación del cumplimiento del contrato para cada tipo de servicio será aprobado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
2. El incumplimiento de un contrato deberá ser comunicado por el Operador del Sistema, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNE.

3. El incumplimiento del contrato en la prestación del servicio por parte de una instalación de generación, llevará asociada una penalización que será proporcional a la gravedad del incumplimiento, pudiendo llevar asociada también, en su caso, la imposibilidad de contratar este servicio en los periodos siguientes.

La *Supervisión y control del servicio de disponibilidad* se desarrolló en el punto Octavo del Anexo III.

Determinando que la Comisión Nacional de Energía inspeccionará las condiciones de prestación del servicio de disponibilidad y los pagos realizados por el Operador del Sistema correspondientes a estos contratos.

Además de que la CNE deberá remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas un informe anual sobre las condiciones de prestación de este servicio y las liquidaciones correspondientes.

9.2 Orden ITC/3127/2011.

La Orden ITC/3127/2011, en la que se definió el servicio de disponibilidad a medio plazo, estaba destinada a promover la disponibilidad en un horizonte temporal (anual) de estas instalaciones, evitando que su retirada en el mercado lleve, en último término, a que pudieran no estar disponibles.

Por ello, se fijó un pago para las centrales que prestaran el servicio con el fin de asegurar su disponibilidad. De esta forma, existe el incentivo económico para que estas centrales estén operativas y garanticen el suministro eléctrico.

Los pagos por disponibilidad se configuraron en función de la potencia neta instalada de la central, así como de un índice de disponibilidad.

En el Artículo 4 de esta Orden se definió la *Retribución del servicio de disponibilidad*.

1. Corresponderá al Operador del Sistema la liquidación del incentivo a cada uno de los titulares de las instalaciones que tengan derecho a la percepción del mismo.
2. La cuantía anual correspondiente a la retribución anual por disponibilidad del grupo i correspondiente a la tecnología j ($RSD_{i,j}$), expresada en euros, por el servicio de disponibilidad será la que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$RSD_{i,j} = a \times indj \times PNi$$

Dónde:

- a : Es un índice que representa la retribución anual por disponibilidad, expresada en euros por MW. La definición de los valores de este índice se estableció en la disposición transitoria primera.

Para años sucesivos, la definición de los valores de este índice sería fijado, en su caso, por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.

- *indj*: Es un índice que representa la disponibilidad de la tecnología j, expresada en términos unitarios con tres decimales. La definición de los valores de este índice se estableció en la disposición transitoria primera de la Orden a partir de valores de disponibilidad históricos. Para años sucesivos, la definición de los valores de este índice sería fijado por el Ministro de Industria, Energía y Turismo.
- *PNi*: Es la potencia neta en MW del grupo correspondiente i, que figura en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica o parte de esa potencia, que se ponga a disposición del Operador del Sistema.

En la Disposición transitoria primera de esta Orden, se definieron los valores de los índices «a» e «indj» a aplicar en la retribución anual del servicio de disponibilidad.

1. El valor del índice a, definido en el artículo 4.2 de esta orden es de 5.150 €/MW.
2. El valor del índice indj, definido en el artículo 4.2 de esta orden es el siguiente, en función de la central analizada:
 - Centrales de carbón: 0,912.
 - Centrales de ciclo combinado: 0,913.
 - Centrales de fuel-oil: 0,877.
 - Centrales hidráulicas de bombeo y embalse: 0,237.

En el Artículo 5, se establecieron los *Requisitos de cumplimiento del servicio de disponibilidad*.

<<Para que el servicio de disponibilidad se considere cumplido, las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible anual equivalente al 90 % de su potencia neta en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2, definidos en el apartado 3.3 del anexo II de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de octubre de 2007.>>

En el cálculo anterior, no se contabilizarán las indisponibilidades programadas, considerándose como tales las comunicadas y acordadas con el Operador del Sistema en el ámbito del correspondiente procedimiento de operación, así como las comunicadas al Operador del Sistema, en un plazo que no deberá ser inferior a 20 días naturales antes del inicio de dicha indisponibilidad y siempre que dicha solicitud haya sido considerada como acordada por éste.

No podrán tener el carácter de acordadas con el Operador del Sistema, aquellas indisponibilidades sobre las que no exista ninguna capacidad para modificar su duración, fecha de ejecución o potencia afectada.

El requisito de la potencia media disponible anual en las horas de los periodos tarifarios 1 y 2 se deberá calcular para cada mes de forma conjunta con la liquidación mensual de la retribución del servicio. A estos efectos se considerarán en el cómputo el mes a liquidar y los once meses anteriores.

Las indisponibilidades programadas en los periodos tarifarios 1 y 2, establecidas en esta Orden, no podrán superar en ningún caso el 33 % de las horas de estos periodos.

El *Procedimiento de aplicación del servicio de disponibilidad* se desarrolló en el Artículo 6 en dos puntos.

1. Las empresas que quisieran prestar este servicio en el año n, lo deberían notificar al Operador del Sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, antes del 1 de septiembre del año n-1 aportando el listado de las unidades de generación que prestarán el servicio, así como la potencia o parte de la potencia de las mismas.
2. El procedimiento para la prestación de este servicio, se debería formalizar mediante la notificación del Operador del Sistema al titular de las instalaciones de generación de las instalaciones o parte de las mismas seleccionadas. A estos efectos, antes del 15 de octubre del año anterior al inicio de la prestación del servicio, el Operador del Sistema remitirá dicha notificación al titular, con copia a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

La financiación del servicio quedó definida en el Artículo 7, en el que los costes correspondientes a la retribución del servicio serían financiados por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado a tenor de lo contemplado en la disposición adicional séptima de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, y de lo dispuesto en el apartado decimocuarto del anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007.

Un aspecto destacable en la Orden ITC/3127/2011, es el mayor desarrollo, en el Artículo 8, de las acciones por el incumplimiento del servicio de disponibilidad. Este artículo se definió como: *Repercusiones del incumplimiento del servicio de disponibilidad*. En él, se detallaron las actuaciones que realizarán los organismos reguladores tras el incumplimiento de este servicio.

Este artículo se definió en 4 puntos, el primero ha sido omitido por ser idéntico al propuesto en la Orden/2794/2007, a continuación se detallan los 3 puntos nuevos:

<<2. El incumplimiento en la prestación del servicio por parte de una instalación de generación llevará asociada una penalización que será proporcional a la gravedad del mismo conforme se establece en el párrafo siguiente. Este incumplimiento conllevará además la imposibilidad de prestar este servicio en periodos siguientes si la instalación no pudiera acreditar una potencia media disponible anual superior al 60 % en los periodos tarifarios 1 y 2, una vez descontadas las indisponibilidades programadas.

3. En el caso de que una instalación de generación no pudiera acreditar la potencia media disponible anual requerida conforme se establece en el artículo 5, se reducirá su incentivo anual proporcionalmente al número de horas y a la potencia media indisponible en los periodos tarifarios 1 y 2, una vez descontadas las indisponibilidades programadas, hasta un máximo del 75% del incentivo.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del Operador del Sistema, resolverá sobre el incumplimiento en la prestación del servicio por parte de una instalación de generación fijando, en su caso, la penalización asociada al mismo. A estos efectos el Operador del Sistema deberá comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas los incumplimientos que detecte en la prestación del servicio en un plazo máximo de 15 días a contar desde la fecha en que se produzcan.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre el incumplimiento en un plazo máximo de seis meses a contar desde la fecha de notificación del mismo por el Operador del Sistema. Hasta que se notifique la resolución sobre el incumplimiento, el citado operador suspenderá provisionalmente la liquidación de la retribución del servicio a la instalación afectada.>>

10. Propuesta de Real Decreto por el que se regulan los mecanismos de capacidad e hibernación y se modifican determinados aspectos del mercado de producción de energía eléctrica.

En este apartado, se presenta un resumen de la Propuesta de Real Decreto de 18 de julio de 2013.

En él, se detallan las necesidades y el contexto en el que se crea la propuesta, además de resumir su estructura y contenido para proporcionar una visión general de la misma.

10.1 Necesidad de la propuesta de Real Decreto.

La situación actual del mercado eléctrico español (año 2013), se caracteriza por una alta penetración de producción eléctrica a partir de fuentes renovables.

Adicionalmente, se ha producido una contracción de la demanda más acusada de lo previsto, por efecto de la reducción de la actividad económica y la afección de la crisis económica y financiera sobre las economías domésticas.

Esto, unido a la importante incorporación de ciclos combinados que iniciaron su tramitación en un periodo en el que se preveía un crecimiento continuado de la demanda, y la reducida capacidad de interconexión con el resto de Europa, ha conducido a la existencia en el año 2013 de un exceso de capacidad de generación eléctrica.

Resulta característico de un sistema con alta participación de energías renovables (caso español), que las centrales marginales tiendan a presentar un funcionamiento reducido orientado a ser respaldo de las tecnologías renovables, lo que podría dificultar la recuperación de sus costes fijos, y en consecuencia, desincentivar las nuevas inversiones en capacidad que se precisen en el futuro.

Es relevante destacar que la regulación española no permite en el año 2013 la hibernación temporal de las centrales de generación, lo que ha contribuido a que el propio mercado no haya podido ajustar el exceso de capacidad que presenta el sector eléctrico, y a que, en consecuencia, algunos ciclos combinados se mantengan operativos, posiblemente sin recuperar la totalidad de sus costes fijos de explotación.

La Comisión Nacional de Energía aprobó en su Consejo de Administración de 5 de diciembre de 2012 la “Propuesta del mecanismo por el que se establece el servicio de garantía de suministro”, que fue remitida al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

En dicho informe, se recogieron propuestas relativas a un nuevo mecanismo de pagos por capacidad, definido como servicio de garantía de suministro, manteniendo la diferenciación entre dos incentivos. Por un lado, el incentivo a la inversión a largo plazo y por otro, el incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable.

Además de ello, se valoró la necesidad de contemplar en la normativa sectorial la posibilidad de hibernación de determinadas centrales térmicas, siempre que la seguridad de suministro no se viera afectada.

En la propuesta de Real Decreto se desarrollan estos mecanismos, que pretenden adaptar la situación de las instalaciones de producción al contexto actual (año 2013) del mercado eléctrico.

10.2 Estructura y contenido de la propuesta de Real Decreto.

La propuesta de Real Decreto, de 18 de julio de 2013, consta de 25 artículos, 4 disposiciones adicionales, 3 disposiciones transitorias, 1 derogatoria, 4 finales y 5 anexos, con el contenido que se describe a continuación:

-Capítulo I.

El primer capítulo detalla el objeto y el ámbito de aplicación de la norma, respectivamente en los dos primeros artículos.

El objeto: establecer la metodología para determinar la cuantía a retribuir a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica por la construcción, operación y mantenimiento de ésta.

El ámbito de aplicación son todas aquellas instalaciones de producción del sistema peninsular que cumplan los requisitos establecidos en la norma.

-Capítulo II.

Este segundo capítulo, comprende los artículos del 3 al 8 en los que se revisa el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo.

Además, contiene la definición del incentivo, la metodología de asignación y retribución, los requisitos para la participación en el servicio, el mecanismo de cobro y liquidación del incentivo y los criterios para calcular el Índice de Cobertura.

-Capítulo III.

Este capítulo regula el cierre temporal de las instalaciones de producción, proceso denominado hibernación.

Consta de 9 artículos y en ellos se regula el mecanismo de asignación de capacidad susceptible de hibernación, se definen los productos a subastar, se regula el mecanismo de adjudicación del producto subastado y la determinación del precio, se establecen las entidades supervisoras de la subasta y la responsable de la realización y liquidación de las subastas, se establecen los derechos y obligaciones de los participantes en la subasta, el proceso de liquidación, y el procedimiento administrativo a seguir para obtener la autorización de hibernación de una instalación.

-Capítulo IV.

Se establece el mecanismo para fijar el incentivo del Pago por Capacidad en el corto plazo.

Consta de 5 artículos y en ellos se define el servicio de disponibilidad, los requisitos para participar en el servicio, el procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del servicio de disponibilidad, el procedimiento de asignación del incentivo, las comprobaciones por el cumplimiento de los requisitos y las repercusiones del incumplimiento de los mismos.

-Capítulo V.

Engloba los artículos 23 y 24 en los que se define el proceso de liquidación y financiación de los mecanismos de capacidad.

-Capítulo VI.

Consta de un único artículo, el 25, en el que se establece el mecanismo de retribución del procedimiento de resolución de restricciones técnicas, de tal manera que se plantea la retribución regulada en el proceso de restricciones en aquellos casos en que no se realice de manera competitiva (zonas determinadas, situaciones recurrentes), dejando el mecanismo competitivo para las restantes situaciones.

En la proposición de Real Decreto se establecen las siguientes disposiciones adicionales, transitorias, derogatorias y finales:

-Disposición adicional primera.

Regula el cierre de energía en el mercado, siendo ésta la diferencia entre la producción real y la demanda, resultante de aplicar los coeficientes de pérdidas y perfiles estándares, de tal manera que se adaptarán dichos coeficientes a la situación real.

-Disposición adicional segunda.

Regula cómo se asignarán los desvíos de programa para cada instalación de producción.

-Disposición adicional tercera

Establece la creación de un grupo de trabajo cuyo objetivo será revisar en profundidad los diferentes aspectos del mercado de producción, cuyo resultado será una propuesta concreta de medidas para solucionar los diferentes problemas que se detecten así como las mejoras regulatorias necesarias para implementarlos.

-Disposición adicional cuarta.

En ella, se establecen los principios generales que deben regir en la elaboración y revisión de las reglas de mercado y en los procedimientos de operación del sistema que el Operador del Mercado y el Operador del Sistema, respectivamente, deben proponer. Asimismo, se otorga a ambos operadores el mandato de proponer una revisión de dichas normas para adecuarlos a dichos principios, que incluirá en su caso, las mejoras regulatorias necesarias para implementarlos.

-Disposición transitoria primera.

Establece que la primera subasta de capacidad de hibernación podrá contemplar un plazo de cierre temporal superior al año.

-Disposición transitoria segunda.

Recoge un régimen transitorio del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad para aquellas instalaciones que, con anterioridad a la entrada en vigor de este Real Decreto, tuvieran derecho a la percepción del incentivo a la inversión de los pagos por capacidad regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre.

-Disposición transitoria tercera.

Establece que la modificación del Real Decreto 1955/2000, 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica contenida en la disposición final tercera de esta propuesta de Real Decreto; no será de aplicación a aquellas instalaciones que a la entrada en vigor del mismo hubiesen iniciado el procedimiento de evaluación ambiental, los de conexión y acceso a la red o solicitado la autorización administrativa.

-Disposición derogatoria única.

Referida al anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

-Disposición final primera.

Desarrolla el título competencial al amparo del cual se dicta esta norma (propuesta).

-Disposición final segunda.

Habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo al dictado de las disposiciones que resulten necesarias para el desarrollo y aplicación del Real Decreto.

-Disposición final tercera.

Modifica los artículos 59-bis, 66-bis y 124 del Real Decreto 1955/200, de 1 de diciembre, en los que se hace referencia a la garantía económica que se debe depositar previamente a la obtención de las autorizaciones pertinentes para la puesta en explotación de la instalación.

-Disposición final cuarta.

Establece que la entrada en vigor será desde el día posterior al de la publicación en el Boletín Oficial del Estado.

La propuesta de Real Decreto se completa con cinco anexos, que desarrollan diversos aspectos a los que se hace referencia en la misma.

-Anexo I. Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión a largo plazo.

En el primer anexo, se establecen los criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión a largo plazo reguladas en el capítulo II de la propuesta.

-Anexo II. Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

Se regula el procedimiento por el cual se determina la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

-Anexo III. Metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica.

Se establece la metodología que se deberá aplicar para el cálculo de la retribución anual térmica del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable a la que hace referencia el artículo 20 de la propuesta de Real Decreto.

-Anexo IV. Cálculo del índice de cobertura semanal.

Contempla el procedimiento de cálculo de los índices de cobertura de cada semana que se utilizarán para el cálculo del índice de cobertura anual definido en el artículo 8 de la propuesta de Real Decreto

-Anexo V. Procedimiento de resolución de restricciones técnicas.

Por último, en el anexo V se establecen los procedimientos de resolución de las restricciones técnicas tras los mercados diario e intradiario, en este TFG no será analizado.

11. Propuesta de Real Decreto: Mecanismos de capacidad.

En éste apartado, se desarrollan los mecanismos de capacidad definidos en la propuesta de Real Decreto, 18 de julio de 2013. Los mecanismos se describen en 3 puntos a lo largo del apartado: Incentivo a la inversión, servicio de disponibilidad de potencia gestionable y por último, financiación y liquidación del mecanismo de capacidad.

La hibernación de centrales térmicas, perteneciente a la propuesta, se desarrolla en el apartado 12 de este TFG.

La propuesta de Real Decreto se presentó el 18 de julio de 2013 y en ella, se incorporan los mecanismos de capacidad, sustituyendo a los pagos por capacidad, con el fin de ampliar este concepto en línea con el contexto europeo.

La propuesta desarrolla diversos mecanismos que pretenden adaptar la situación de las instalaciones de producción al contexto actual del mercado eléctrico, caracterizado por una alta penetración de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y una baja demanda, así como el bajo nivel de interconexión con Europa.

En primer lugar, en relación a los actuales pagos por capacidad, se revisa el mecanismo existente que incluye dos tipos de servicio: el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo regulado en la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, y el servicio de disponibilidad a medio plazo desarrollado mediante la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.

El ámbito de aplicación se llevará a cabo en las instalaciones de producción del sistema peninsular que cumplan los requisitos estipulados en el Artículo 4 para el Incentivo a la inversión y en el Artículo 19 para el Servicio de disponibilidad de potencia gestionable.

11.1 Incentivo a la Inversión.

La *Definición del servicio de incentivo a la inversión* se detalla en el Artículo 3.

<<El incentivo a la inversión se configura como un servicio dentro de los mecanismo de capacidad, que se establece para asegurar la entrada de nueva potencia firme en el largo plazo cuando los mercados de producción de energía eléctrica no hayan sido capaces de atraer dicha inversión y ésta resulte necesaria.>>

La metodología de asignación y retribución correspondiente a este servicio de inversión, se determinará mediante subastas de capacidad (Desarrolladas en un apartado posterior de este TFG).

Los requisitos para participar en el servicio del incentivo a la inversión se plantean en el Artículo 4, determinando que podrán participar en este servicio las nuevas instalaciones de producción que participen en el mercado de producción y resulten adjudicatarias en el mecanismo de asignación, regulado en esta proposición de Real Decreto.

El Ministerio de industria, Energía y Turismo podrá autorizar la participación de este servicio a aquellas instalaciones de producción del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW, en las que se realicen ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa de los objetivos de política energética y de seguridad de suministro.

En este artículo, quedan exceptuadas de este mecanismo las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con régimen retributivo específico.

El *Procedimiento de asignación del servicio de Incentivo a la Inversión*, detallado en el Artículo 5, determina que el Operador del Sistema realizará un estudio semestral de cobertura de la demanda punta, en el que se estimará el índice de cobertura para los diez años siguientes, y lo comunicará antes del 1 de marzo y del 1 de octubre de cada año a la Secretaría de Estado de Energía y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

En caso de obtener un índice de cobertura por debajo del mínimo establecido en los cuatro años siguientes, y por tanto requiriese potencia adicional en ese horizonte temporal, se iniciaría el proceso de convocatoria de una subasta.

El Artículo 6, plantea cómo se llevará a cabo el *Cobro y liquidación del incentivo a la inversión*.

Para poder obtener el derecho de cobro del incentivo a la inversión, las instalaciones adjudicatarias en la subasta correspondiente, deberán de disponer de la autorización de explotación y contar con la inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Se deberá mantener la instalación en estado operativo, entendiendo como tal no haber iniciado un proceso de cierre o desmantelamiento total o parcial de sus activos, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones establecidas para el productor en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

El periodo de percepción del incentivo se ha estipulado en 10 años a contar desde la autorización de explotación o de la realización de la inversión y adaptación necesaria.

La cuantía correspondiente a la retribución anual por el incentivo a la inversión del grupo de producción *i*, expresada en euros, se obtendrá multiplicando la potencia firme de dicho grupo por la retribución anual unitaria expresada en €/MW y año que haya resultado en la subasta.

El Operador del Sistema será el encargado de liquidar el incentivo a la inversión a cada uno de los titulares de las instalaciones con derecho a la percepción del mismo.

En el Artículo 7, *Potencia firme de las instalaciones de generación*, se define el concepto de potencia firme como la potencia máxima que pueda ser superada con el nivel de probabilidad considerado para el cálculo del índice de cobertura anual.

Para calcular la potencia firme, se aplicará a la potencia neta, calculada conforme se establece en el Anexo II de esta propuesta de Real Decreto, salvo en el caso de que las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovable, en cuyo caso se empleará la potencia nominal que figure en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción del Ministerio de Industria, Energía y Turismo para obtener el valor del coeficiente de firmeza aplicable al régimen y tecnología que corresponda, de acuerdo a lo establecido en la siguiente tabla.

Tecnología	Coeficiente de Firmeza
Nuclear	95%
Carbón nacional	95%
Carbón de importación	96%
Fuel/Fuel-gas	85%
Ciclo Combinado	94%
Hidráulica	45%
Cogeneración	70%
Biomasa y biogás	50%
RSU y RSI	50%
Energías del mar	30%
Geotérmica	50%
Hidráulica de potencia igual o inferior a 50 MW	30%
Eólica terrestre	9%
Eólica marina	10%
Solar fotovoltaica	0%
Solar térmica	30%

Tabla 21. Coeficientes de firmeza obtenidos de la Propuesta de Real Decreto. Fuente: PRD y elaboración propia.

Estos porcentajes podrán ser revisados por la Secretaría de Estado de Energía si lo propone el Operador del Sistema, teniendo en cuenta la metodología empleada en el cálculo del índice de cobertura.

Por último, en el Artículo 8, se presentan los criterios empleados para el cálculo del índice de cobertura a largo plazo llevado a cabo por el Operador del Sistema y la definición del índice de cobertura anual.

Criterios empleados en el cálculo del índice de cobertura:

- a) El índice de cobertura se calculará teniendo en cuenta la punta máxima horaria de potencia de demanda prevista para cada uno de los diez años siguientes, además de calcular una estimación de la potencia disponible prevista de las centrales de generación para el mismo periodo.
- b) La senda de puntas de potencia previstas será la correspondiente al escenario de demanda derivado de las hipótesis de crecimiento económico estimadas por el Gobierno, siempre que existan, teniendo en cuenta además la implantación de las medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda que resulten de aplicación. Se considerarán unas condiciones de temperaturas desfavorables pero no extremas.
- c) Se deberá tener en cuenta el efecto de la potencia interrumpible contratada para cada periodo, y deberá contemplarse como una reducción de la punta de la demanda.

d) La potencia disponible prevista de las centrales de generación responderá a la potencia que puedan aportar con una probabilidad de ser superada de un 90%, se tendrán en cuenta los datos históricos de los últimos cinco años, así como las mejores previsiones de incrementos de potencia y de cierres de instalaciones. Se tendrá en cuenta una hidraulicidad correspondiente a un año seco.

En el punto 2 de este Artículo, se define el índice de cobertura anual como el cociente entre la potencia de generación disponible y el valor de potencia máxima demandada en un periodo de un año. El valor del índice de cobertura anual previsto, se establece igual al valor medio ponderado por el valor de la demanda máxima semanal de los índices de cobertura semanales del periodo. Los índices de cobertura de cada semana se calcularán de acuerdo al procedimiento detallado en el Anexo IV de la Propuesta de Real Decreto.

11.2 Servicio de disponibilidad de potencia gestionable.

El servicio de disponibilidad de potencia gestionable tiene el objetivo de asegurar, en el medio plazo, la puesta a disposición del Operador del Sistema de la suficiente potencia firme y flexible capaz de proveer, con un elevado nivel de confianza, la mayor variación de energía gestionable requerida para hacer frente a variaciones de la demanda variaciones de la producción no gestionable, así como la pérdida de generación por indisponibilidades fortuitas.

Este servicio tiene carácter anual y los requisitos para participar en el servicio de incentivo son muy parejos a los de Pagos por Capacidad.

Según el Artículo 19, podrán prestar el servicio de incentivo a la disponibilidad las instalaciones térmicas de generación de ciclo combinado o carbón que participen en el mercado de producción con potencia instalada superior o igual a 50 MW y estén inscritas en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Las instalaciones que quieran prestar este servicio, deberán solicitarlo al Operador del Sistema antes del 1 de septiembre del año anterior, indicando la potencia o parte de la misma que prestará el servicio, así como toda la información necesaria que acredite el cumplimiento de los requisitos. El Operador del Sistema publicará las instalaciones y la potencia acreditada para la prestación del servicio de disponibilidad antes del 1 de octubre del año anterior.

Los requisitos que deberá cumplir la potencia acreditada para la prestación del servicio son los siguientes:

- Estar habilitada para la prestación del servicio complementario de gestión de desvíos, al que hace referencia el artículo 14 del Real Decreto 2019/1997.
- Deberá justificar la disponibilidad de existencias de combustible en parque o la existencia de contratos de suministro que permitan ofrecer la potencia durante un mínimo de 15 días consecutivos.

- No presentar limitaciones medioambientales o de seguridad que reduzcan la capacidad de funcionamiento de la central.

El procedimiento de cálculo anual y mensual de la retribución del incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se detalla en el Artículo 20.

La retribución anual se calculará como el producto de la potencia gestionable de respaldo térmica requerida por el sistema, por la estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como tecnología marginal el ciclo combinado.

El Operador del Sistema propondrá antes del 1 de octubre de cada año a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica, en función de la revisión de las necesidades del sistema de potencia para el año siguiente.

Dicha propuesta supondrá una revisión de la contenida en el informe que se emitirá antes del 1 de abril de cada año e incluirá el análisis sobre la potencia sometida a hibernación en dicho periodo.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el plazo de quince días desde la recepción de la información, valorará y calculará el valor de la retribución térmica anual y su reparto mensual. Dichos repartos se deberán comunicar a la Secretaría de Estado de Energía, quien dará la aprobación.

El procedimiento de asignación de la retribución del incentivo a la disponibilidad se describe en el Artículo 21, donde el cálculo de la retribución unitaria en cada hora del mes de la potencia gestionable disponible se realizará, una vez haya transcurrido, por el Operador del Sistema.

Será el resultado de repartir la retribución mensual térmica entre la potencia acreditada gestionable.

Se define $RUT_{h,m}$ como la retribución unitaria que percibirá la potencia gestionable térmica disponible en la hora h del mes m en concepto de incentivo a la potencia disponible gestionable.

$$RUT_{h,m} = \frac{RT_m * \frac{\text{hueco térmico } h}{\sum_k^{\text{horas mes}} \text{hueco térmico } k}}{\sum_j^{\text{instal térmicas}} P_{j,h}}$$

Dónde:

RT_m : es la retribución mensual térmica, expresada en euros.

Hueco térmico h : es la producción real de las centrales térmicas gestionables en la hora h , expresado en MWh.

$\sum_j^{instal\ térmicas} P_{j,h}$: es la potencia disponible de las instalaciones gestionables térmicas en la hora h , calculada como la potencia acreditada para la prestación del incentivo a la disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al Operador del Sistema, expresada en MW.

$\sum_k^{horas\ mes} hueco\ térmico\ k$: es la suma del hueco térmico correspondiente a centrales térmicas gestionables que se ha producido realmente en cada una de las horas del mes, expresada en MWh.

La retribución $R_{i,h,m}$ que percibirá una instalación gestionable térmica i en la hora h del mes m será:

$$R_{i,h,m} = RUT_{h,m} * P_{i,h,m}$$

Dónde:

$P_{i,h,m}$: es la potencia gestionable disponible de la instalación i en la hora h del mes m , en el caso de centrales térmicas. Se expresa en MW y se calcula como la potencia acreditada para la prestación del incentivo de disponibilidad, deducidas las indisponibilidades declaradas al Operador del Sistema en cada momento.

Como ya se matizó en el apartado anterior, corresponderá al Operador del Sistema el cálculo de la retribución para cada hora y la liquidación mensual del incentivo a cada uno de los titulares con derecho al mismo.

Como novedad, se incorpora la comprobación del servicio de disponibilidad (Artículo 22), donde el Operador del Sistema, con carácter aleatorio, efectuará pruebas de disponibilidad a las centrales para la comprobación del cumplimiento de los requisitos, exigidos en el Artículo 19 de esta propuesta de Real Decreto, y cuyo resultado se remitirá a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

Cualquier modificación que se produzca en las condiciones de funcionamiento de la central, que impida el cumplimiento de los requisitos descritos, conllevará la pérdida del derecho a cobro anual del incentivo, debiendo reembolsar las cantidades que haya percibido.

Por último, en el caso de detectarse por cualquier medio la existencia de una indisponibilidad que no haya sido declarada al Operador del Sistema o el incumplimiento de los requisitos (Artículo 19), la instalación perderá el derecho de cobro del incentivo anual correspondiente a los dos últimos años.

11.3 Financiación y liquidación del mecanismo de capacidad.

En el Artículo 23, se desarrolla la liquidación de los mecanismos de capacidad.

La liquidación del incentivo a la inversión a largo plazo y del incentivo a la disponibilidad se realizará por el Operador del Sistema, de acuerdo a lo dispuesto en la propuesta de Real Decreto, siendo la liquidación mensual de carácter provisional.

El Operador del Sistema realizará una liquidación anual definitiva para la que tendrá en cuenta en los siguientes aspectos:

- El incentivo a la inversión se percibirá de acuerdo al derecho de cobro de cada instalación.
- El incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable se calculará ajustando el valor unitario a percibir por cada instalación de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_{min} = \left(2 + \frac{sobreingresos_i}{sobreingresos\ medios}\right)^2 * \left(\frac{horas_equiv_func_i}{horas_equiv_func_media}\right)^2$$

Dónde:

C_{min} : es el porcentaje en el que minorará, para cada instalación, el valor unitario del incentivo a la disponibilidad.

$sobreingresos_i$: es el sobreingreso obtenido para cada central térmica de ciclo combinado o carbón, calculado de la forma definida en el Anexo III de esta propuesta de Real Decreto. En caso de que el sobreingreso resulte un valor negativo, se considerará nulo.

$sobreingresos\ medios$: es la media de los sobreingresos de todas las instalaciones consideradas, calculado de la forma definida en el Anexo III de esta propuesta de Real Decreto.

$horas_equiv_func_i$: son las horas equivalentes anuales de funcionamiento de cada instalación, definida de la siguiente forma:

$$horas_equiv_func = \frac{energía_producida}{pot_neta}$$

Siendo pot_neta la potencia neta en MW de la instalación de producción.

$horas_equiv_func_media$: es la media de horas equivalentes anuales de funcionamiento de todas las instalaciones consideradas para cada tecnología.

El coeficiente C_{min} que resulte para cada instalación, se aplicará al valor unitario del incentivo a la disponibilidad, y el valor resultante será la cantidad a percibir en concepto de gestionabilidad.

Las cantidades que, en su caso, procedan de dicha liquidación definitiva y deban ser reintegradas al sistema, tendrán la consideración de ingresos del sistema de liquidaciones y se incluirán en la liquidación del saldo de mecanismos de capacidad.

La financiación de los mecanismos de capacidad se desarrolla en el Artículo 24 de la propuesta de Real Decreto.

Los costes correspondientes a la retribución del servicio, del incentivo a la inversión e incentivo a la disponibilidad de potencia gestionable correspondiente a los mecanismos de capacidad y, en su caso, el pago que pueda corresponder a las adjudicatarias de las subastas de hibernación, serán financiados tanto por todos los comercializadores y consumidores directos en mercado como por los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica.

Los comercializadores y consumidores directos estarán obligados al pago por capacidad por la energía que, efectivamente, adquieran a través de las diferentes modalidades de contratación y destinada al consumo interno español.

El pago por capacidad del comercializador y del consumidor directo, en mercado, será la suma de los términos mensuales de cada período tarifario, producto de multiplicar la demanda de energía elevada a barras de central, y adquirida en el mercado de producción, por el precio unitario por capacidad, tal como se detalla a continuación:

$$PC(c, m) = \sum_{i=1}^6 Xi * Dbc(c, m)_i$$

Dónde:

$PC(c, m)$: es el pago por capacidad del comercializador, consumidor directo o agente externo c en el mes m por la energía adquirida en el mercado de producción.

$Dbc(c, m)_i$: es la demanda de energía elevada a barras de central adquirida en el mercado de producción por el comercializador, consumidor directo y agente externo en el mes m y en el período tarifario i .

Xi : es el precio unitario por capacidad, que para cada período tarifario i dependiendo de la diferenciación de períodos tarifarios del peaje de acceso que aplique, tomará diferentes valores.

Los titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica realizarán un pago en concepto de financiación del servicio de disponibilidad y potencia gestionable en función de la firmeza de su contribución a la cobertura de la punta de demanda del sistema, diferenciando dicho pago para cada una de las tecnologías.

Para poder determinar la cuantía del pago del servicio de disponibilidad correspondiente a la demanda y a las instalaciones de producción, el Operador del Sistema (REE) enviará anualmente antes del 1 de octubre de cada año al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, una propuesta de metodología de asignación de dichos costes y un informe que contenga los valores para cada una de las tecnologías de producción y para la demanda.

12. Hibernación de centrales térmicas.

En este apartado, se analizan las razones y circunstancias por las que se ha planteado la posibilidad de cerrar temporalmente determinadas centrales térmicas, proceso denominado Hibernación. También se desarrolla el mecanismo de hibernación procedente de la propuesta de Real Decreto, de 18 de julio de 2013.

12.1 Posibilidad de cerrar temporalmente determinadas centrales térmicas.

Como se ha comentado en apartados anteriores de este TFG, en el año 2014, el parque de generación del sistema eléctrico peninsular español se encuentra sobredimensionado.

A consecuencia de este exceso de instalaciones, unido a la disminución en la demanda, la producción de energía eléctrica por parte de los ciclos combinados es muy inferior a la estimada en el momento de su construcción. Una solución para disminuir las pérdidas económicas de los inversores, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo y para el infrautilizado parque de generación, es la reducción del mismo mediante la hibernación de centrales térmicas, en concreto de un contingente de centrales de ciclo combinado. Como se indica, no han hecho más que disminuir su producción en los últimos cinco años.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo pretende disminuir la factura, cuyo valor se aproxima a los 1.500 millones de euros (Mayo 2013), de los Pagos por Capacidad por medio de la hibernación de las centrales de ciclo combinado de gas, que reciben este importe por garantizar el suministro de energía eléctrica.

A su vez, las compañías eléctricas se ahorrarían los gastos de operación y mantenimiento y de peaje de gas.

Esta hibernación de centrales térmicas, se llevaría a cabo durante un periodo de tiempo determinado, aproximadamente 3 o 5 años, hasta que la crisis económica y financiera disminuya y aumente de nuevo la demanda de energía eléctrica.

De una forma u otra, la realidad de los ciclos combinados se encuentra con un escenario complicado.

En el año 2012, esta tecnología cubrió el 14,1% del total de la demanda de electricidad, frente al 34% que representó hace cinco años. Una tendencia a la baja que se agudizó en los primeros meses del año 2013 y que, mientras la demanda de energía eléctrica no aumente, se prolongará.

En el primer trimestre del año 2013, la demanda de gas natural para generación eléctrica se contrajo el 43,3%. Los motivos de dicha contracción en la demanda de gas fueron los fuertes vientos y lluvias de los primeros meses del año, que auparon a la energía eólica y a la hidráulica como principales generadores de electricidad en España.

A pesar de este mal inicio de año, la previsión de Enagás (Gestor Gasista Español) es que esta caída se limite al 10% en el conjunto del ejercicio. Un descenso que se sumará al conjunto de descensos de los últimos ejercicios.

En el año 2012, los 67 grupos de ciclo combinado que hay en España demandaron un 23% menos de gas natural, hasta los 84.600 GWh, un nivel que no se alcanzaba desde el año 2004.

La caída se acentúa hasta el 54,9% en comparación con el año 2008, cuando se consumieron 187.468 GWh.

La actividad de los ciclos combinados está bajo mínimos desde el año 2008, en el que el factor de utilización se situó en el 52%; el año 2012 cayó hasta el 19%. En 2013, según el Informe de REE Avance de la operación del sistema eléctrico, su utilización media fue de 1000 horas, lo que representa el 11,4%.

Estas centrales de ciclo combinado están funcionando por debajo de las 1000 horas/año, cuando fueron diseñadas para hacerlo a 5.000 horas/año.

La creciente entrada de las energías renovables y de la hidráulica en el sistema eléctrico en los últimos años, las cuales disponen de prioridad frente a las tecnologías de régimen ordinario, ha deteriorado el peso de los ciclos combinados, imprescindibles para garantizar el suministro cuando las energías renovables no son capaces de satisfacer la demanda, por falta de recurso disponible.

Los ciclos combinados sumaron, una potencia instalada en 2012, de 25.353 MW (aproximadamente el 25% del total) y aportaron el 11% de toda la demanda suministrada ese mismo año.

Mientras la demanda no se recupere y aumente, la hibernación de algunos ciclos combinados aparece como una salida lógica al infrautilizado parque de generación en el sistema eléctrico peninsular español.

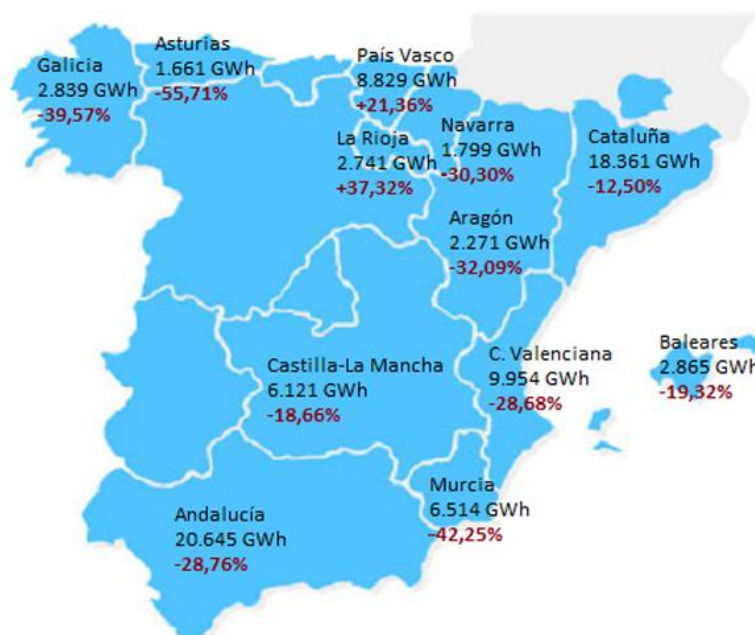


Ilustración 2. Mapa de Centrales de Ciclo Combinado en España, año 2012. Fuente: Enagas.

En el año 2012, los 67 grupos de ciclo combinado, sin incluir las Islas Canarias, realizaron entregas de gas para el sector eléctrico por valor de 84.600 GWh, lo que representa un 23% menos que lo obtenido en el año 2011.

12.2 Mecanismo de Hibernación de la Propuesta de Real Decreto.

En el capítulo III de la propuesta de Real Decreto, se define el mecanismo de hibernación y se describe cómo se aplicará y bajo qué condiciones.

El Artículo 9, define la hibernación como el cierre temporal de instalaciones durante un plazo determinado.

La asignación de la potencia instalada que pueda proceder al cierre temporal, se realizará mediante un procedimiento competitivo de subastas. El Operador del Sistema recogerá en su informe mensual de cobertura de demanda un análisis de la potencia que pueda ser hibernada en cada periodo con un análisis de sensibilidad que tenga en cuenta los aspectos detallados a continuación.

- Evolución del índice de cobertura en el corto, medio y largo plazo.
- Existencia de cualquier tipo de restricción zonal o local que justifique posibles limitaciones a la potencia que se pretenda hibernar en cada periodo y para cada escenario.
- Cualquier otro aspecto relevante con impacto en la seguridad del sistema.

Con el fin de contar con la información necesaria para la celebración de la subasta de hibernación, antes del 1 de abril de cada año se enviará al Ministerio de Industria, Energía y Turismo y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia un informe con el análisis para el año siguiente de la capacidad que puede ser sometida a un cierre temporal, con el detalle de análisis zonal y local, y las limitaciones técnicas que pudieran existir.

Este informe deberá recoger una previsión de las necesidades de potencia gestionable del sistema eléctrico para el año siguiente, a efectos de contar con una primera aproximación de los porcentajes de reparto mensual de la retribución anual térmica, referida en el artículo 20 de la propuesta de Real Decreto.

La subasta de hibernación se llevará a cabo con seis meses de antelación (mínimo) respecto del inicio del periodo de hibernación. Generalmente el cierre temporal será por un plazo de un año, realizándose subastas para cada periodo.

Los Sujetos participantes en la subasta se determinan en el Artículo 10.

Se acuerda que los participantes serán los titulares de instalaciones térmicas de producción de energía eléctrica de ciclo combinado y potencia superior a 50 MW y que cuenten con inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de energía eléctrica del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Quedando como gestor de la subasta el Operador del Sistema, Red Eléctrica de España, S.A.

El producto a subastar será la potencia que puede ser hibernada en cada periodo según el Artículo 11, siendo el periodo de liquidación correspondiente al producto adjudicado en cada subasta anual.

Para calcular la cantidad máxima a subastar, se tendrán en cuenta los análisis de los informes realizados por el Operador del Sistema, comentados en el artículo 9 de la propuesta de Real Decreto.

El participante que resulte adjudicatario suscribirá una cantidad determinada de producto coincidente con la potencia neta de la instalación o grupo térmico, que será constante en todo el periodo de aplicación definido para dicho producto.

El mecanismo de adjudicación del producto subastado y la determinación del precio se disponen en el Artículo 12.

En las subastas de hibernación el Operador del Sistema actuará como tomador de precios y los participantes pujarán por la adjudicación del producto subastado.

Como ya se detalló en el Artículo 9, y se desarrolla en el Artículo 12, la adjudicación se realizará mediante un mecanismo competitivo en el que, partiendo de unas cantidades de producto y de unos precios de salida, se procederá a una reducción progresiva de los precios hasta llegar al equilibrio entre oferta y demanda para el producto objeto de la subasta. El precio de equilibrio será el precio resultante de la subasta.

Por resolución de la Secretaría de Estado de Energía, se establecerán: El tipo de producto y el periodo de aplicación, las cantidades a subastar, los precios de salida de la subasta, el tipo de subasta y sus reglas a aplicar, la fecha de realización de cada subasta y, por último, el resultado de las subastas que deberá ser de carácter público.

Los resultados de la subasta se publicarán antes de que transcurran 24 horas desde el momento del cierre de la misma. Se encargará de ello el Operador del Sistema, que también deberá informar a los adjudicatarios de las cantidades que hayan resultado adjudicadas. Dicha información será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Secretaría de Estado de Energía. Estos resultados serán vinculantes para todos los participantes que resulten adjudicatarios en la subasta.

La Dirección General de Energía de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia será la entidad supervisora de la subasta, según estipula el Artículo 13.

Deberá nombrar a dos representantes que actuarán en nombre de dicha institución. Tendrán plenos poderes, en la supervisión y el objetivo de confirmar que el proceso ha sido transparente, competitivo y no discriminatorio.

Después de cada subasta, dicha Comisión elaborará un informe sobre su desarrollo y mejoras potenciales. Dicho informe se remitirá a la Secretaría de Estado de Energía.

Para llevar a cabo la función que se le encomienda a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, ésta, podrá solicitar al Operador del Sistema toda la información que considere necesaria, con el formato y en los plazos que estime convenientes.

En el Artículo 14, de acuerdo con lo establecido en el artículo 34.2 x) de la Ley 54/1997, se asigna a Red Eléctrica de España, como Operador del Sistema, la organización y gestión de las subastas de asignación de capacidad de hibernación y las correspondientes liquidaciones. Además, en el artículo 16, se especifica que el Operador del Sistema será el encargado de la facturación y liquidación de los titulares de las instalaciones adjudicatarias en la subasta.

Deberá elaborar el Operador del Sistema una propuesta de reglas, que deberán adaptarse a los criterios establecidos en esta propuesta de Real Decreto y que deberán ser aprobadas por el Secretario de Estado de Energía.

Además, deberá informar el Operador del Sistema, a los potenciales participantes de la subasta de la calificación de los agentes, de la implantación de la subasta y de proporcionar toda la información necesaria a la entidad supervisora de la subasta.

Las obligaciones de los participantes se concentran en tres puntos en el Artículo 15.

- Los participantes deberán cumplir el proceso de precalificación y calificación de la subasta, establecido en las reglas de la misma.
- Deberán aportar las garantías requeridas en las condiciones que se especifiquen en las reglas de subasta.
- Cumplir con todas las obligaciones específicas indicadas en las correspondientes resoluciones relativas a la subasta.

Por último, el Artículo 17, detalla el procedimiento del cierre temporal de las instalaciones adjudicatarias en la subasta. El titular de la instalación a la que se le adjudique el mecanismo competitivo de asignación de cierre temporal, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 11, deberá solicitar dicho cierre ante el Área o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno correspondientes.

Éstas elevarán el expediente de solicitud junto con su informe a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá, en su caso, el cierre temporal y además tomará nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.

La resolución será notificada al solicitante y se publicará en el “Boletín Oficial del Estado” y en el “Boletín Oficial” de las provincias en que radique la instalación.

En el caso de que se incumpliera cualquiera de las condiciones o requisitos para el cierre temporal, supondría la pérdida del derecho económico resultante de la subasta y la imposibilidad de volver a participar en una nueva subasta hasta pasados tres años desde el incumplimiento.

Para proceder a la puesta en marcha de una instalación tras un cierre temporal (Hibernación) y su retorno al régimen de funcionamiento y participación en el mercado de producción, será necesario obtener la autorización de explotación de las Áreas o, en su caso, dependencias de Industria y Energía de las Delegaciones o Subdelegaciones del Gobierno que hubieran tramitado el expediente de autorización.

Una vez obtenida dicha autorización, se deberá remitir, junto con su informe, a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre el cambio de situación y tomará nota en la inscripción en el correspondiente registro administrativo.

Al igual que en el procedimiento del cierre temporal de instalaciones, la resolución se notificará al solicitante y se publicará en el BOE.

13. Dedicación y presupuesto del TFG.

En este apartado, se calcula el coste aproximado del presente TFG, diferenciando los recursos empleados en dos grupos.

- Recursos humanos: Se valora el trabajo del autor de este TFG basado en el número de horas dedicadas al mismo.
- Recursos materiales: Se incluyen los instrumentos, máquinas y periféricos necesarios para realizar el TFG.

Recursos humanos: La dedicación del proyecto ha sido a tiempo parcial, 6 horas diarias durante los 3 meses de realización desde la asignación del TFG en noviembre de 2013.

El desglose de horas por actividad se muestra en la tabla 24.

Descripción	Horas
Investigación y búsqueda de información	120
Análisis de la regulación	40
Redacción del TFG	150
Elaboración de tablas y gráficos	15
Elaboración hoja cálculo para Pdisp e IC	10
Realización de la presentación en Power Point	25
Total	360

Tabla 22. Horas de dedicación al TFG.

En el caso de considerarse un proyecto profesional, se podría estimar un coste de 40 euros por hora, en línea con los precios del mercado para consultores junior en régimen de autónomo.

Por tanto, el coste total de los recursos humanos asciende a:

$$\text{Coste total} = \text{Horas totales dedicadas} * \text{Precio por hora} = 360 * 40 = 14.400 \text{ euros}$$

Recursos materiales: El hardware de trabajo consta de un ordenador portátil. El coste del ordenador, incluyendo la licencia del sistema operativo, es de 600 euros.

El tiempo de amortización es de 36 meses (3 años).

$$\text{Coste de amortización atribuible} = \frac{\text{Coste total}}{\text{Tiempo de amortización}} * \text{Duración del TFG}$$

$$\text{Coste de amortización atribuible} = \frac{600}{36} * 3 = 50 \text{ euros}$$

La conexión a internet tiene una mensualidad de 30 euros. Duración del TFG 3 meses. Dedicación parcial.

La tabla 25 muestra el desglose final de costes. Se aplica un factor de dedicación de recursos al cálculo de los costes de realización debido a que algunos costes son compartidos.

Descripción	Coste (Euros)	Porcentaje de dedicación	Coste atribuible (Euros)
Mano de obra del autor	14.400	100%	14.400
Hardware	50	100%	50
Conexión de internet	90	50%	45
Total			14.495

Tabla 23. Coste de realización del TFG.

El presupuesto total del TFG asciende a 14.495 euros, sin IVA.

14. Conclusiones.

Las conclusiones se dividen en dos apartados diferenciados. En primer lugar, se describirá la situación percibida sobre la propuesta de Real Decreto y posibles mejoras de la propuesta. En segundo lugar, se indicarán las conclusiones personales surgidas de la elaboración del TFG.

- Conclusiones Técnicas.

Este TFG ha partido con una serie de objetivos iniciales: el análisis de la propuesta de Real Decreto y el estudio de la evolución de la punta de demanda, la potencia instalada y la garantía de suministro del sistema peninsular eléctrico español.

El primer objetivo se ha cumplido. El estudio de la propuesta de Real Decreto, referida a los mecanismos de capacidad, determina que se justificó la implementación de este mecanismo adicional a la remuneración que obtienen las centrales por vender su energía en el mercado de producción, basándose en la existencia de una serie de factores del sector eléctrico español, como son: la existencia de un máximo y un mínimo valor del precio de la energía eléctrica en el mercado de producción que no permite reflejar el coste de oportunidad de la energía en periodos de escasez, una reducida interconexión con Europa y una alta participación de energías renovables.

También se ha determinado que existe un incentivo a la disponibilidad y éste no ha surtido efecto cuando el sistema lo requiere (caso: Diciembre de 2013) debido a que algunas de las instalaciones de generación asignadas a éste servicio se encontraron indisponibles. Sería necesaria una modificación del mecanismo para que no pueda repetirse el caso citado.

El ejercicio donde se calcula el Índice de Cobertura para el año 2015, determina que no es necesaria la incorporación de potencia adicional al parque de generación, por lo menos hasta 2018-2019.

El análisis referido al proceso de hibernación determina que sería beneficioso tanto para los inversores de los ciclos combinados de gas como para el sistema eléctrico. Porque, se ahorraría el sistema, los mecanismos de capacidad de las centrales hibernadas, y los promotores de los ciclos combinados no perderían dinero por mantenerlos operativas, produciendo al mínimo y sin obtener el beneficio esperado, mientras persista la situación de baja demanda propiciada por la crisis financiera y económica.

El objetivo secundario se ha cumplido. El estudio de la demanda, la potencia instalada y la garantía de suministro del sistema peninsular eléctrico español determinan los factores que impulsaron los Pagos por Capacidad:

- La necesidad fundamental de garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.
- El crecimiento de la punta de demanda a finales del siglo XX, el cual recomendaba el desarrollo de un nuevo modelo de incentivos a la garantía de suministro.
- La necesidad de nuevas instalaciones de generación debido al crecimiento de la demanda.

Para futuros análisis y estudios relacionados con los mecanismos de capacidad en el sistema eléctrico español, se podría analizar, discutir y llegar a modificar el incentivo a la disponibilidad, servicio que ha manifestado la necesidad de mejoras para proteger al sistema de casos como el ocurrido en diciembre de 2013.

- Conclusiones Personales.

La realización del TFG desarrolla el interés por un tema muy específico en el sector eléctrico. Dado este carácter específico, ha sido necesario profundizar en ciertos aspectos técnicos complementarios a los obtenidos en la titulación.

Siguiendo esta línea, ha conllevado el aprendizaje sobre búsqueda, redacción y presentación de documentos técnicos, actividad relevante de cara a un posible futuro laboral en el sector industrial.

Al margen de conocimientos académicos, este proyecto ha supuesto comprender la dificultad de analizar una propuesta de Real Decreto y la normativa que lo precede, con el objetivo de la toma de decisiones que supongan una importante inversión de cara al futuro a medio y largo plazo del sector eléctrico.

Bibliografía.

- [1]Potencia instalada en España. Fuente: REE.
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2013.pdf
- [2]Carbón autóctono e importado. Fuente: ENERCLUB.
<http://www.enerclub.es/es/frontAction.do?action=viewCategory&categoryName=Carb%C3%B3n&id=1086>
- [3]Red de Transporte. Fuente: Endesa.
http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/Electricidad/Red_Transporte
- [4]Red de Distribución. Fuente: Endesa.
http://www.endesa.com/es/conoceendesa/lineasnegocio/Electricidad/Red_Transporte
- [5]El mercado eléctrico español. Fuente: OMIE.
<http://www.omel.es/inicio/mercados-y-productos>
- [6]Informe Marco sobre la Demanda de Energía Eléctrica (2001-2011). Fuente: CNE y REE.
<http://www.cne.es/cne/Publicaciones>
- [7]Potencia instalada año 2013 (Avance). Fuente: REE.
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2013.pdf
- [8]Exposición XVI Reunión ARIA. Autor: Paco Villaplana. Fuente: ARIAE
http://www.ariae.org/download/reuniones/XVI_Reunion_ARIAE_2012/Pablo%20Villaplana%20%20Pagos%20por%20capacidad.pdf
- [9]Demanda Energía Eléctrica año 2013. Fuente: Expansion.
<http://www.expansion.com/2013/12/20/empresas/energia/1387539957.html>
- [10]Proposición para la garantía de suministro. Fuente: CNE.
http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne51_12.pdf
- [11]Precio de la electricidad en España. Fuente: Minetur.
http://www.minetur.gob.es/esES/IndicadoresyEstadisticas/DatosEstadisticos/IV.%20Energ%C3%ADa%20y%20emisiones/IV_9.pdf
- [12]Precio de la electricidad en diciembre de 2013. Fuente: Acogen.
<http://www.acogen.org/post/ee--online-compras-electricidad-enero-14.pdf>
- [13]Real Decreto 134/2010. Carbón autóctono.
- [14]Real Decreto 1221/2010. Carbón autóctono.
- [15]Hibernación de ciclos combinados. Fuente: EnergíaDiario.
<http://www.energiadiario.com/publicacion/spip.php?article22518>

[16] Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. Fuente: BOE.

<http://www.boe.es/boe/dias/2007/09/29/pdfs/A39690-39698.pdf>

[17] Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad. Fuente: BOE.

<http://www.boe.es/boe/dias/2011/11/18/pdfs/BOE-A-2011-18064.pdf>

[18] Posibilidad de hibernar determinadas centrales térmicas. Fuente: Invertia.

<http://www.invertia.com/noticias/nos-encedera-luz-centrales-ciclo-combinado-riesgo-2858430.htm>

[19] Propuesta de Real Decreto, 18 de julio de 2013.

[20] Proyecto fin de carrera “CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO: HUECOS DE TENSIÓN. MITIGACIÓN DE SUS EFECTOS EN LAS PLANTAS INDUSTRIALES” realizado por Mario Monzón Moreno, UCIIM junio de 2013.

[21] Página web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE):

<http://www.idae.es/>

[22] Página web del Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE):

<http://www.omie.es>

[23] Página web de Iberdrola S.A.

<http://www.iberdrola.es>

[24] Apuntes de la asignatura “Regulación de Sistemas Eléctricos” impartida por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid (Curso 2013-2014).

Anexo I. Criterios generales que han de regir las reglas de aplicación en las subastas para el incentivo a la inversión a largo plazo.

En el primer Anexo, se determinan los criterios generales que se deberán respetar en las subastas para el incentivo a la inversión. Estos criterios se describen a continuación.

La convocatoria de la subasta será pública y dirigida a cualquier empresa y proyecto de generación que cumpla con los requisitos establecidos.

La entidad responsable de la gestión de la subasta, estará obligada a la realización de las acciones de promoción de la subasta que fueran necesarias, así como del seguimiento de aquellos agentes que hayan sido contactados y hayan mostrado interés en el proceso pero no hayan participado como vendedores en la misma.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisarán el proceso general de subasta, desde el momento que se determine el lanzamiento de la convocatoria así como la gestión de las subastas, y certificará que se desarrollan de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria. Para ello designará a dos representantes que actuaran en nombre de dicha Comisión.

Se deberá incluir en la información que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los sujetos que muestren interés en la fase inicial:

- Una descripción de los productos objeto de subasta.
- Una descripción del procedimiento de subasta.
- Las fechas y plazos orientativos para cada una de las diferentes etapas de la subasta: precalificación, calificación y subasta.
- Los requisitos de precalificación y calificación.

Los procesos de precalificación y calificación podrán requerir la firma de compromiso de confidencialidad y no colusión.

En la información, que la entidad responsable de la gestión de la subasta distribuirá a todos los participantes que hayan pasado el proceso de precalificación, se incluirá:

- El borrador de las Reglas, para la realización de comentarios por parte de los agentes.
- Los documentos y requerimientos de garantías iniciales a aportar por los participantes en el proceso de calificación.
- Los documentos y requerimientos de garantías a aportar por los agentes que resulten adjudicatarios en el proceso de subasta.
- Los procedimientos de auditoría y seguimiento de la evolución de los proyectos así como la información a aportar en cada hito del proyecto.

Se ofrecerá a los participantes precalificados la oportunidad de presentar comentarios al borrador de las reglas de la subasta y, en su caso, al del contrato marco, así como al resto de documento en los que se establezcan los procedimientos a seguir durante el periodo de tiempo entre la celebración de la subasta y la obtención del acta de puesta en marcha.

Si el número de participantes calificados se considerase insuficiente o existiesen argumentos que indicasen una insuficiente presión competitiva, la entidad responsable de la gestión de la subasta deberá informar de este hecho a los representantes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que podrá de forma razonada declarar suspendida la subasta o retrasar la celebración de la misma. La suspensión de la subasta deberá realizarse con la mayor antelación posible.

Los participantes en la subasta actuarán de forma remota presentando sus ofertas telemáticamente.

Antes de que transcurra el periodo establecido reglamentariamente, desde el momento de la finalización de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia deberá validar los resultados.

Una vez validados, se publicará la información con los resultados agregados de la subasta que se determine reglamentariamente. Los datos relativos al desarrollo de la subasta se mantendrán confidenciales.

Con posterioridad al cierre de la subasta, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia elaborarán un informe sobre el desarrollo de la misma con el fin de identificar posibles mejoras a considerar en sesiones futuras. Asimismo, la CNMC realizará los pertinentes informes de seguimiento de los proyectos que resulten adjudicatarios.

Anexo II. Potencia bruta y neta de las instalaciones de generación.

1. A todos los efectos, la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación de energía eléctrica se expresará en MW con un decimal y se definirá, dependiendo de la tecnología utilizada, de la siguiente forma:

- a) La potencia neta de cada grupo térmico, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos 100 horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos, los consumos auxiliares para expresarlo en barras de central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y que existe en el parque correspondiente una cantidad de combustible suficiente y con la calidad habitual.

En aquellos sistemas eléctricos aislados, en los cuales no se pueda llevar a cabo la prueba definida en este apartado en que se vea comprometida la seguridad de suministro, la potencia neta se definirá a partir de la prueba de fiabilidad del grupo.

La circunstancia de que la seguridad de suministro pueda verse afectada por la realización de la prueba de potencia neta será declarada por el Operador del Sistema.

La prueba de fiabilidad consistirá en mantener a el grupo térmico a una carga cercana a la nominal durante menos de 100 horas, según las instrucciones dadas por el Operador del Sistema, con el objetivo de verificar la fiabilidad de las prestaciones del grupo en una operación ininterrumpida en las condiciones de explotación propias de estos sistemas.

- b) La potencia neta de cada grupo hidráulico convencional o mixto, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos quince horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de la central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio y siendo óptimas las condiciones de caudal y altura de salto.
- c) La potencia neta de cada grupo de bombeo puro, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en servicio de forma continuada durante al menos dos horas y referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de la central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.
- d) La potencia neta de cada grupo de tecnología solar termoeléctrica, se define como la máxima potencia que pueda mantenerse en marcha continuada durante al menos cuatro horas, siempre referida a los bornes del generador del grupo deducidos los consumos auxiliares para expresarlo en barras de la central, suponiendo que la totalidad de sus instalaciones está en servicio.

2. La potencia neta a la que se hace referencia en los párrafos anteriores deberá calcularse de acuerdo al siguiente protocolo genérico:
 - a) Comunicación al Operador del Sistema de la prueba a realizar.
 - b) Confirmación de la disponibilidad de combustible o agua, según corresponda.
 - c) Señalamiento con fecha y hora del comienzo y fin de la prueba.
 - d) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo en el inicio de la prueba y posterior sellado de las cajas de los contadores. A este respecto, la central deberá disponer de todos aquellos equipos de medida que sean necesarios para obtener los valores indicados en el apartado 2.g). De no ser así, los equipos deberán instalarse con anterioridad a la realización de la prueba de potencia, incluso en el caso de cogeneraciones que funcione con régimen de excedentes.
 - e) Comprobación de la lectura de los contadores de energía del grupo al final de la prueba.
 - f) Comprobación de los datos más característicos de energía del grupo al final de la prueba.
 - g) Deducción por diferencia de lecturas de los siguientes valores:
 - Energía generada por el grupo medida en bornes del mismo (E1).
 - Energía generada por el grupo medida después del transformador del grupo o en barras de la central (E2).
 - Otros flujos de energía internos o entrantes a la central con destino a los consumos propios de la instalación (E3).
 - h) Obtención de la potencia bruta media durante la prueba (E1), los consumos auxiliares y pérdidas de transformación (E1-E2+E3), y la potencia neta del grupo (bien directamente, si se dispone de equipo de medida específico (E2), bien por combinación de las anteriores).

g) En el caso de grupos hidráulicos, una vez determinada la potencia bruta y neta partiendo de las condiciones de salto y caudal hidráulico durante la prueba de funcionamiento, se calculará la máxima potencia bruta y neta que se podría obtener en condiciones óptimas de caudal y salto. Esta extrapolación a condiciones óptimas de salto y caudal se deberá realizar empleando la curva de rendimiento de turbina certificada por el fabricante o confeccionada por un organismo de control.

3. Las pruebas de potencia neta serán realizadas por entidades acreditadas por la administración.
4. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobará la potencia bruta y neta de las instalaciones de generación, que comunicará al Operador del Mercado, al Operador del Sistema, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a los titulares de las instalaciones y, en su caso, a la Comunidad Autónoma competente de la instalación.

En aquellos sistemas en los que la potencia neta se obtenga a partir de las pruebas de fiabilidad, el Operador del Sistema, en función del resultado de las pruebas, propondrá al órgano competente la potencia bruta y neta a aprobar.

5. La Dirección General de Política Energética y Minas tomará razón en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, los valores de potencia bruta y neta aprobados para cada instalación en la inscripción que corresponda, y, en el caso de aquellas instalaciones inscrita en registros de competencia autonómica, dará traslado al órgano competente de la Comunidad Autónoma para su inscripción.

Anexo III. Metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica.

En el Anexo III, se define la metodología aplicada para el cálculo de la retribución anual térmica.

La retribución anual térmica del año siguiente se calculará como el producto de una estimación del coste de oportunidad de la disponibilidad de la tecnología marginal, considerando como ésta el ciclo combinado, por la potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema.

La potencia gestionable de respaldo requerida por el sistema será estimada por el Operador del Sistema y remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con una antelación de siete meses respecto al comienzo del año correspondiente. Para ello, se deberá tener en cuenta el máximo hueco térmico registrado en los últimos tres años.

Para el cálculo de ese hueco térmico se considerará exclusivamente la producción de las tecnologías térmicas habilitadas para percibir este incentivo y la potencia interrumpible efectivamente aplicada. A este valor se le deducirá la potencia máxima del servicio de interrumpibilidad prevista para el año que se calcula.

El coste de oportunidad de la disponibilidad se estimará a partir del coste fijo de explotación no recuperado, determinándose éste como la diferencia entre los costes fijos de explotación y los sobreingresos medios obtenidos por las centrales de ciclo combinado en los diferentes segmentos de mercado eléctrico durante el periodo de dos años completos previos al momento de cálculo.

El valor del coste de oportunidad y los valores de los parámetros utilizados en su cálculo, serán propuestos por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y los aprobará la Secretaría de Estado de Energía.

Los costes fijos de explotación incluirán el término fijo de peaje de gas, así como una estimación de los costes de operación y mantenimiento fijos, expresados en €/MW/año.

Los sobreingresos medios de cada año considerado se determinarán, haciendo una media de los ingresos obtenidos, por las centrales de ciclo combinado en el mercado de producción de electricidad, con respecto a su valoración a precio del mercado diario.

Para cada central de ciclo combinado, su sobreingreso se calculará de la siguiente forma:

$$\text{sobreingreso} = \text{sobreingresos SSAA} + \text{sobreingresos RRTT} + \text{sobreingresos intrad}$$

Dónde:

- *sobreingresos SSAA*: Es la diferencia, expresada en €/MW/año, entre el importe correspondiente a los segmentos de servicios de ajuste de reserva de potencia a subir, banda secundaria, energía terciaria y gestión de desvíos con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario en el periodo anual considerado.

$$\text{sobreingresosSSAA} = \frac{\text{ImporteSSAA} - \sum \text{Energía}_{\text{SSAA}h} * \text{PMD}h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Dónde:

ImporteSSAA: Es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los servicios de ajuste considerados durante el periodo anual de estudio.

Energía_{SSAAh}: Es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los servicios de ajuste. Su valor será nulo para los segmentos de banda secundaria y de reserva de potencia a subir.

PMDh: Es el precio del mercado diario en la hora h en €/MWh.

Energía_producida: Es la producción total en MWh de la central de ciclo combinado en el periodo anual de estudio.

horas_equiv_func: Son las horas equivalentes anuales de funcionamiento definidas de la siguiente forma:

$$\text{horas_equiv_func} = \frac{\text{energía_producida}}{\text{pot_neta}}$$

Siendo *pot_neta* la potencia neta en MW de la central de ciclo combinado.⁴

- *sobreingresos RRTT*: Es la diferencia, expresada por MW y año, entre el importe obtenido por la central de ciclo combinado en los segmentos de restricciones técnicas al PDBF, restricciones al programa intradiario y restricciones en tiempo real con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresosRRTT} = \frac{\text{ImporteRRTT} - \sum \text{Energía}_{\text{RRTTh}} * \text{PMD}h}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Dónde:

ImporteRRTT: Es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas en el periodo anual considerado.

Energía_{RRTTh}: Es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los segmentos de restricciones técnicas.

- *sobreingresos intrad*: Es la diferencia, expresada en €/MW/año, entre el importe obtenido en los mercados intradiarios con respecto a su valoración al precio horario del mercado diario.

$$\text{sobreingresos intrad} = \frac{\text{Importe_Intrad} - \sum \text{Energía}_{\text{Intrh}} * \text{PMDh}}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Dónde:

Importe_Intrad: Es el importe en euros correspondiente a las ventas y compras efectuadas por la central de ciclo combinado en los mercados intradiarios en el periodo anual considerado.

Energía_{Intrh}: Es la energía en MWh vendida o comprada por la central de ciclo combinado en la hora h en los mercados intradiarios.

Cuando exista una diferencia entre el precio de mercado y el coste variable de generación del ciclo combinado superior a un 20%, se incluirá en el cálculo del sobreingreso un componente que tenga en cuenta la diferencia entre la energía producida valorada a precio de mercado diario y el coste variable de generación estimado a partir de una referencia de coste de gas.

$$\text{Producción valorada a PMD} = \frac{\sum \text{Energía}_{\text{producidah}} * \text{PMDh}}{\text{Energía_producida}} * \text{horas_equiv_func}$$

Dónde:

Producción valorada a PMD: Es el importe, expresado en €/MW/año, de la energía producida por la central de ciclo combinado multiplicada por el precio horario del mercado diario.

Energía_{producidah}: Es la energía producida por la central de ciclo combinado en MWh en la hora h.

El coste variable estimado será el importe, expresado en €/MW/año, del coste variable de generación, teniendo en cuenta: El coste de combustible, un rendimiento tipo, el peaje variable de gas, el coste correspondiente a los derechos de emisión de acuerdo a su cotización en mercados, así como los costes de peajes de acceso de generación y un coste adicional de mantenimiento por horas equivalentes de funcionamiento.

Anexo IV. Cálculo del Índice de Cobertura semanal.

Para el cálculo de los índices de cobertura de cada semana i , se utilizarán las variables que se establecen a continuación:

- $MaxDem_i$: Máxima demanda semanal prevista. Es el valor máximo de demanda horaria en barras de central en la semana i . Dicho valor se obtendrá de la previsión calculada por REE como Operador del Sistema para los doce meses siguientes al mes en que se calcula el índice de cobertura. Se considerará un crecimiento interanual igual al observado en los doce meses inmediatamente anteriores al momento de cálculo.
- $P_{RO_ter_inst}$: Potencia térmica instalada de instalaciones de potencia superior a 50 MW. Es la suma de la potencia neta instalada aprobada de las unidades térmicas de generación de potencia superior a 50 MW en operación efectiva el último día del mes anterior al que se calcula el índice de cobertura.
- $P_{RO_ter_indisp_com_i}$: Potencia térmica indisponible comunicada de instalaciones de potencia superior a 50 MW. Para cada semana se calcula como el valor máximo de potencia indisponible comunicada por parte de las empresas propietarias de este conjunto de unidades de generación.
- $P_{RO_ter_indisp_fallo_i}$: Potencia térmica indisponible por fallo de instalaciones de potencia superior a 50 MW. Es el valor con una probabilidad de ser superado del 50% obtenido de la función de distribución de potencia térmica fallada construida a partir del escenario de generación disponible previsto y de los valores de tasa media de fallo en los últimos cinco años de cada unidad de generación.
- $P_{RO_hid1_disp_i}$: Potencia hidráulica disponible de instalaciones de potencia superior a 50 MW. Es el valor de potencia hidráulica diaria de cuatro horas correspondiente al mes en que se sitúan la mayoría de días de la semana i que ha sido superado en el 95% de las ocasiones durante los últimos cinco años.
- $P_{hid3_disp_i}$: Unidades de generación reversibles de potencia superior a 50 MW o de bombeo. Es la suma del producto de potencia neta instalada aprobada, reducida en el valor de potencia indisponible programada prevista por mantenimiento, y el factor de disponibilidad de cada unidad perteneciente a este conjunto de unidades de generación calculado como complemento a la unidad de la tasa media de fallo fortuito en los últimos cinco años.
- $P_{RE_no_gest_i}$: Potencia disponible en unidades que utilizan fuentes de energía primaria no gestionable.
 - Unidades Hidráulicas: Producto de la suma de potencias netas instaladas en unidades de potencia igual o inferior a 50 MW y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.

- Unidades Eólicas: Producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en los Registros Administrativos de Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y el factor de utilización mensual correspondiente a una probabilidad histórica de ser superado del 95%.
- Unidades Solares: Producto de la suma de potencias netas instaladas recogida en los Registros Administrativos de Unidades de Producción de Energía Eléctrica en Régimen Especial y el factor de utilización mensual correspondiente a su tecnología recogido en la siguiente tabla:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octub.	Nov.	Dic.
Fotovoltaica	0	0	0	0,08	0,09	0,15	0,16	0,12	0,09	0,06	0	0
Termoeléctrica sin almacenamiento	0	0	0	0,10	0,12	0,17	0,18	0,14	0,10	0,07	0	0
Termoeléctrica con almacenamiento	0,28	0,34	0,38	0,40	0,40	0,47	0,47	0,47	0,48	0,39	0,34	0,27

Tabla 24. Factores de utilización recogidos en el Anexo IV de la propuesta de RD. Fuente: Propuesta de RD.

- $P_{RE_gest_i}$: Potencia disponible en instalaciones de potencia igual o inferior a 50 MW con fuentes primarias gestionables.
 - Cogeneración: Producto de la potencia neta instalada y el factor de utilización mensual observado en los doce meses anteriores al del cálculo del índice de cobertura.
 - Biomasa, residuos y tratamiento de residuos: Producto de la potencia neta instalada y valor medio mensual del factor de utilización de los tres años anteriores.

La potencia disponible para cada semana i se calcula como:

$$\begin{aligned}
 Pot_disp_i = & P_{RO_ter_inst} - P_{RO_ter_indisp_com_i} - P_{RO_ter_indisp_fallo_i} \\
 & + P_{RO_hid1_disp_i} + Phid2_disp_i + Phid3_disp_i + P_{RE_no_gest_i} \\
 & + P_{RE_gest_i}
 \end{aligned}$$

El índice de cobertura para cada semana i (IC_i) se calcula según la expresión:

$$IC_i = \frac{Pot_disp_i}{MaxDem_i}$$

El índice de cobertura anual se establece igual al valor medio ponderado por el valor de la demanda máxima semanal de los índices de cobertura de cada una de las semanas que componen el horizonte anual móvil futuro.

$$IC_{anual} = \frac{(\sum_i MaxDem_i * IC_i)}{\sum_i MaxDem_i}$$